

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.0 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин на месторождении X (Томская область)

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Немцев Марк Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Немцеву Марку Николаевичу

Тема работы:

Анализ методов повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин на месторождении X (Томская область)	
Утверждена приказом директора	1751/с14.03.2018,

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по месторождению X, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая и специальная литература.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Общие сведения об эксплуатации нефтяных скважин 3. Эксплуатация скважин на месторождении X 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при спуске УЭЦН 5. Социальная ответственность 6. Заключение
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения об эксплуатации нефтяных скважин
Эксплуатация скважин на месторождении X
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при монтаже УЭЦН
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Немцев Марк Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Немцев Марк Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на проведение работ по спуску УЭЦН на месторождении X</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>РД 153-39-007-96</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности производства работ по спуску УЭЦН на месторождении X</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта спуска УЭЦН с учетом необходимых эксплуатационных затрат</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Экономическое обоснование целесообразности проведения спуска УЭЦН</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.04.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Немцев Марк Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Немцев Марк Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (УЭЦН)	Установки электроцентробежных насосов, предназначенные для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	1.1 Анализ выделенных вредных факторов при эксплуатации УЭЦН на месторождении X (Томская область) 1.2 Анализ выделенных опасных факторов при эксплуатации УЭЦН на месторождении X (Томская область)
2. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу 2. Анализ воздействия объекта на литосферу 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при эксплуатации УЭЦН 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования,

	проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вторушина Анна Николаевна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Немцев Марк Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 23 таблицы, 17 рисунков, 22 источника.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС, ДЕБИТ.

Объектом исследования является продуктивный пласт $Ю_1^{0+1+1L}$ нефтяного месторождения X (Томская область).

Цель работы – изучить и провести анализ методов повышения эффективности эксплуатации нефтяных скважин, применяемых на месторождении X.

Задачи: изучить проводимые на месторождении X мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации скважин, проанализировать эффект от их применения.

В процессе работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ применяемых мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин. Также был произведен анализ подбора установки электроцентробежного насоса. В ходе работы: проанализированы мероприятия, применяемые для повышения эффективности эксплуатации скважин на месторождении X.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

НКТ – насосно-компрессорные трубы

КИН – коэффициент извлечения нефти

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса

ШСНУ – штанговые скважинные насосные установки

ППД – поддержание пластового давления

ГИС – геофизические исследования скважин

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

СКРН – сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением

ПЭД – погружной электродвигатель

ТР – технологический регламент

ВТ – высокая температура

СФ – солеотложение

КФ – коррозионный фактор

МП – механические примеси

ГНО – глубинно-насосное оборудование

КРС – капитальный ремонт скважин

ЭК – эксплуатационная колонна

АГЗУ – автоматизированная групповая насосная установка

ГЖС – газо-жидкостная смесь

Оглавление

Введение.....	11
1 Общие сведения об эксплуатации скважин	13
1.1 Виды скважин и их особенности.....	13
1.2 Способы эксплуатации скважин	15
1.2.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин.....	16
1.2.2 Газлифтный способ эксплуатации скважин.....	20
1.2.3 Эксплуатация скважин глубиннонасосными установками	23
2 Эксплуатация скважин на месторождении X	28
2.1 Общие сведения о месторождении	28
2.2 Оборудование, применяемое на месторождении X.....	42
2.3 Факторы, негативно сказывающиеся на эффективности работы оборудования на месторождении X.....	54
2.3.1 Геологические факторы	54
2.3.2 Технологические факторы	57
2.4 Методы повышения эффективности эксплуатации скважин на месторождении X...61	
2.4.1 Борьба с геологическими факторами	61
2.4.2 Конструктивные решения.....	74
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при производстве операций по спуску УЭЦН	97
3.1 Производимые работы и время их выполнения.	97
3.2 Используемые машины и оборудование.....	99
3.3 Расходы на амортизацию оборудования.....	100
3.5 Аренда оборудования	101
3.6 Расчет заработной платы	101
3.7 Расчет суммарных затрат.....	102
4 Социальная ответственность	104
4.1 Производственная безопасность при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН	104
4.2 Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению	106
4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	108

4.4 Экологическая безопасность при обслуживании скважин с УЭЦН	110
4.4 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов	112
4.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	125
Заключение	126
Список литературы.....	128

Введение

Разработка нефтяных месторождений - это комплекс работ по извлечению нефтяного флюида из пласта-коллектора. Добываемые нефть и попутный газ на поверхности подвергаются первичной обработке. Ввод нефтяного месторождения в разработку осуществляется на основе проекта пробной эксплуатации, технологической схемы промышленной или опытно-промышленной разработки, проекта разработки.

Комплекс технологических решений, направленных на извлечение нефтяного флюида выбирается исходя из механизма, по которому происходит его фильтрация сквозь пласт. В реальных условиях вода или газ, которые содержатся в газовой шапке или выделились из нефти, служат для неё вытесняющим агентом.

Анализ полноты извлечения запасов нефти позволяет оценить, насколько те или иные технологические решения оказались эффективными. При необходимости повышения эффективности эксплуатации нефтяных пластов используют мероприятия по воздействию на них различными агентами, такими как газ, вода, химические реагенты, а также теплоносители.

Существует возможность воздействия на процесс эксплуатации пластов за счёт применения различных соотношений нагнетательных и добывающих скважин, изменения их общего числа, а также их перераспределения в пределах объекта разработки. Помимо всего перечисленного при необходимости производится корректировка технологического режима эксплуатируемых скважин.

Основная задача, которая практически всегда ставится перед специалистами при эксплуатации тех или иных нефтяных месторождений - это оптимизация процессов добычи и повышение отборов нефтяного флюида.

Условия, в которых находится нефтяная промышленность России, страны с богатой и разнообразной природой, предполагают применение различных технологических решений по добыче нефтяного флюида в зависимости от геолого-физических характеристик конкретного месторождения. В данной работе рассматриваются технологии по извлечению нефти, применяемые на месторождении X, которое расположено в Томской области.

1 Общие сведения об эксплуатации скважин

1.1 Виды скважин и их особенности

Под скважиной будем понимать цилиндрическую горную выработку пространственной ориентации, диаметр которой существенно меньше ее длины, предназначенную для сообщения продуктивного горизонта с земной поверхностью.

Существует множество классификаций, по которым скважины подразделяются на различные категории в зависимости от особенностей их эксплуатации.

По И. Т. Мищенко скважины согласно их назначению делятся на следующие виды:

1. Разведочные.
2. Добывающие (нефть, газ, вода).
3. Нагнетательные (вода, газ, пар, воздух и т.д.).
4. Контрольные (пьезометрические).
5. Оценочные и др.

Обще принято относить нагнетательные и добывающие скважины к эксплуатационному фонду. Данные скважины зачастую просто называют эксплуатационными. Основной отличительной чертой для каждого вида скважин является их конструкция. Под конструкцией скважины понимается совокупность обсадных труб (колонн) и дополнительных забойных устройств (и их пространственное расположение), спускаемых в пробуренный ствол и закрепляемых в нем, изменяющаяся в зависимости от назначения скважины и отличающаяся как по размерам, так и по материалам для их изготовления.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что конструктивные особенности той или иной скважины зависят от её

назначения и совокупности факторов, определяющих условия её эксплуатации (геологические, технические и технологические).

Основное требование, предъявляемое к любой скважине - это возможность длительной и надёжной эксплуатации с применением целого комплекса технологических операций, предполагающих использование различных видов погружного оборудования, а также беспрепятственное производство необходимых исследовательских и ремонтных работ.

В зависимости от назначения скважин конструкция может довольно значительно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

1. Надёжное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов.
2. Получение максимального количества горно-геологической физической информации по вскрываемому скважиной разрезу.
3. Возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов.
4. Длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины.
5. Конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне.
6. Быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций).
7. Эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины.
8. Возможность аварийного глушения скважины.

9. Возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

1. Хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений).
2. Максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя.
3. Возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами.
4. Проведение всех технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт.
5. Применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны). [3]

1.2 Способы эксплуатации скважин

При вводе в разработку новых месторождений, как правило, пластовой энергии бывает достаточно для подъема нефти из скважины. Способ эксплуатации, при котором подъем жидкости осуществляется только за счет пластовой энергии, называется фонтанным.

По мере падения пластового давления или с ростом обводнения скважин переходят на механизированные способы эксплуатации: газлифтный или насосный. При насосной эксплуатации скважин используют установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) и штанговые скважинные насосы (ШСН).

После прекращения фонтанирования высокопродуктивные скважины эксплуатируются газлифтным способом или с помощью погружных центробежных электронасосов, а низкопродуктивные – штанговых скважинных насосов. Средняя обводнённость продукции скважин составляет 71,3%, т. е. на 1 т нефти приходится 2 т пластовой воды. Минерализованную пластовую воду закачивают обратно в пласты для поддержания давления и предотвращения загрязнения окружающей среды.

1.2.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин

Скважины фонтанируют, когда пластовое давление больше гидростатического давления столба жидкости в скважине, т. е.

$$P_{пл} > p_{ж}gh, \quad (1)$$

где $p_{ж}$ – плотность жидкости.

При установившемся режиме эксплуатации скважины забойное давление постоянно. Определяют его по уравнению притока в зависимости от дебита скважины Q . При линейной фильтрации:

$$P_z = P_{пл} - (Q/K), \quad (2)$$

где K — коэффициент продуктивности скважины.

Забойное давление компенсирует гидростатическое давление столба жидкости, потери на трение при её движении и давление на устье, необходимое для транспорта продукции, т. е.

$$P_z = p_{ж}gh + P_{тр} + P_y, \quad (3)$$

Потери давления на трение при движении жидкости по трубам рассчитывают по уравнению Дарси — Вейсбаха:

$$P_{тр} = 8\chi Q^2 p_{ж} h / \pi^2 d^2, \quad (4)$$

где χ - коэффициент гидравлического сопротивления; d — внутренний диаметр труб.

Так как эти потери пропорциональны длине трубы при турбулентном и ламинарном режимах течения, уравнение притока - линейная функция давления относительно глубины скважины h (рис.1).

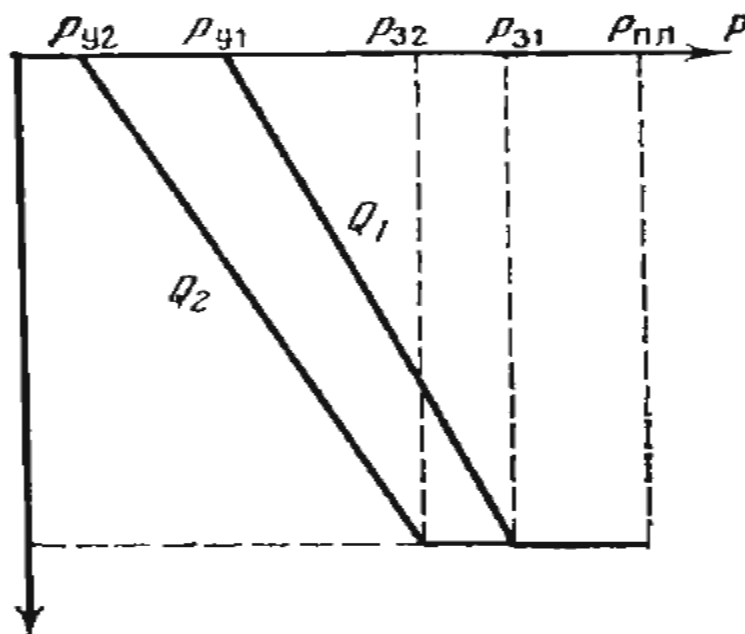


Рисунок 1—Зависимость давления от глубины скважины при дебитах $Q_2 > Q_1$

Фонтанирование нефтяных скважин может происходить и при пластовом давлении, меньшем, чем гидростатическое давление столба жидкости в скважине. Это обусловлено большим количеством растворенного в нефти газа. Со снижением давления во время подъема продукции скважины в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) выделяется растворенный газ и образуется газожидкостная смесь плотностью $\rho_{см}$ ($\rho_{см} < \rho_{ж}$).

Условие фонтанирования нефтяной скважины:

$$P_{пл} > \rho_{см} g h \quad (5)$$

Уравнение баланса давления имеет вид:

$$P_3 = p_{cm}gh + P_{mp} + P_y \quad (6)$$

На рисунке 4 показаны кривые изменения давления с глубиной в фонтанных скважинах. На участке от забоя до точки, где давление равно давлению насыщения P_n , движется однородная жидкость, поэтому давление изменяется по линейному закону. При снижении давления ниже P_n из раствора начинает выделяться газ и образуется газожидкостная смесь. Чем меньше давление (при приближении к устью скважины), тем больше выделится газа, а уже ранее выделившийся - расширится, т. е. меньше будут плотность смеси и градиент давления. В этом случае давление вдоль лифта при движении газожидкостной смеси изменяется по нелинейному закону. Если забойное давление меньше давления насыщения, то нелинейность указанной зависимости $p-f(H)$ будет наблюдаться по всей глубине скважины. За счет изменения потерь на трение закономерность изменения давления будет более сложной, чем на рисунке 2.

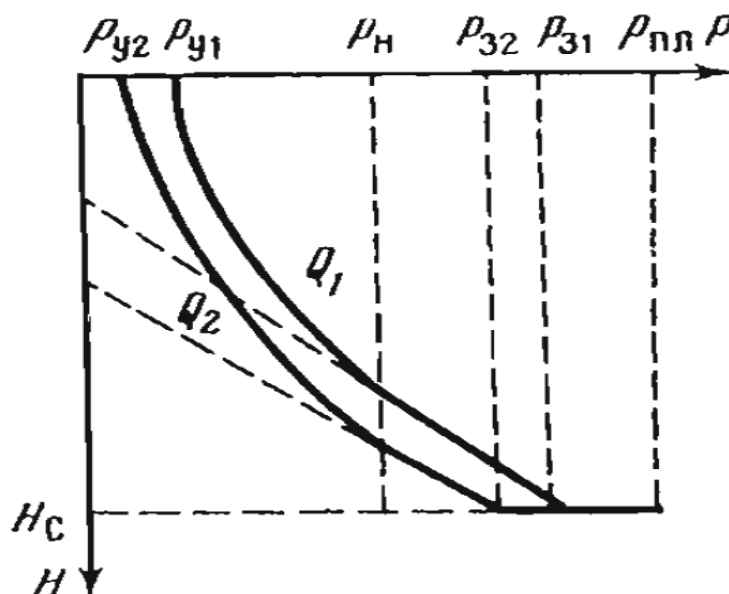


Рисунок 2— Кривые изменения давления с глубиной в фонтанной скважине при дебите $Q_2 > Q_1$

- Рисунок 3— Фонтанирующие скважины

1.2.2 Газлифтный способ эксплуатации скважин

По мере истощения пластовой энергии фонтанирование скважин прекращается и возникает необходимость механизированной добычи нефти. Подъем продукции скважин на дневную поверхность с помощью потенциальной энергии газа называется газлифтным способом эксплуатации. Таким образом, в качестве рабочего агента используется газ, отбираемый, например, из газовой залежи (природный газ) или попутно-добываемый (нефтяной газ). Ранее в качестве рабочего агента использовали воздух (эрлифт). В настоящее время воздух не используется в качестве рабочего агента по следующим причинам:

- окисление нефти с потерей ее качества;
- образование стойкой водонефтяной эмульсии (при добыче обводненной нефти), разрушение которой в процессе подготовки нефти затруднено. Кислород воздуха за счет окислительных процессов образует на поверхности глобул воды прочные оболочки, которые препятствуют их коалесценции и укрупнению;
- при определенном содержании углеводородных газов с воздухом образуется взрывчатая смесь (гремучий газ), которая чрезвычайно опасна в пожарном отношении;
- компрессоры, используемые для компримирования воздуха, в случае нарушения системы смазки могут взрываться.

Впервые подъем нефти сжатым газом был осуществлен В.Г. Шуховым в 1897 г. в Баку. Сегодня газлифтная эксплуатация реализуется в двух модификациях:

- с использованием сжатого газа, получаемого на компрессорных станциях — компрессорный газлифт;
- с использованием сжатого газа, отбираемого из газовой залежи — бескомпрессорный газлифт.

Компрессорный газлифт относится к механизированному способу

эксплуатации скважин; к механизированному способу относятся и все виды насосной эксплуатации скважин. Компрессорный газлифт обладает рядом преимуществ и недостатков в сравнении с насосной добычей.

К основным преимуществам относятся:

- возможность эксплуатации высокодебитных скважин;
- достаточно простое оборудование, спускаемое в скважину;
- легкое регулирование работы скважины.

Вместе с тем компрессорный газлифт обладает и существенными недостатками:

- относительно низкий КПД процесса подъема, особенно обводненной продукции, составляющий в ряде случаев всего несколько процентов;
- необходимость строительства компрессорной станции, что удорожает добычу нефти;
- как правило, высокие удельные затраты энергии на подъем единицы продукции.

В настоящее время разработка нефтяных месторождений России ведется с поддержанием пластового давления (хотя это и не всегда целесообразно), а основная добыча нефти осуществляется механизированным способом, в основном, насосным, поэтому газлифтный способ не имеет широкого распространения. Это не означает, что газлифтная эксплуатация не имеет перспектив; этот способ может оказаться конкурентоспособным для разработки нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных месторождений, а также для добычи нефти из шельфовых месторождений.

Принцип действия газлифта заключается во введении в продукцию сжатого газа и не отличается от принципа работы фонтанной скважины, за исключением того, что основное количество газа подводится извне, а не выделяется из нефти при понижении давления. Основным источником в

этом случае является попутно-добываемый или природный газ.

Различают два принципиальных типа газлифтной эксплуатации:

1. Непрерывный газлифт.
2. Периодический газлифт.

Непрерывный газлифт реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточно высока. В случае низкой продуктивности скважины используется периодический газлифт по двум основным схемам: газлифт с перепускным клапаном и газлифт с камерой накопления.

Классификация газлифтных скважин может быть выполнена по нескольким признакам:

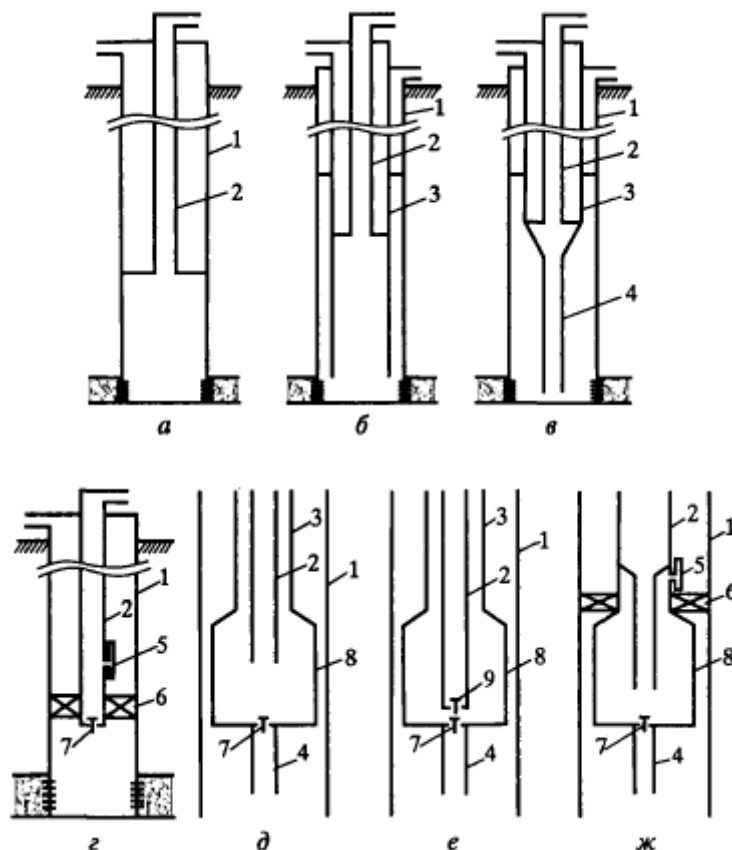
1. По характеру ввода рабочего агента:
 - прямая закачка;
 - обратная закачка.
2. По количеству колонн НКТ:
 - однорядный подъемник;
 - двухрядный подъемник;
 - полуторарядный подъемник (лифт Саундерса).
3. По типу используемой энергии рабочего агента:
 - компрессорный;
 - бескомпрессорный.

Бескомпрессорный газлифт осуществляется за счет сжатого газа, отбираемого, например, из газовой залежи и распределяемого по газлифтным скважинам. Если в разрезе нефтяной скважины имеется газовый пропласток (или газовая шапка), то этот газ может использоваться для подъема нефти внутри самой скважины. Такая система называется внутрискважинным газлифтом.

4. По используемому глубинному оборудованию
 - беспакерная система;
 - пакерная система;

- система с использованием пусковых и рабочего клапанов;
- система, когда газ вводится в подъёмник через башмак НКТ (отсутствуют пусковые и рабочий клапаны). [4]

Основные схемы газлифтных скважин приведены на рисунке 4.



а — однородный подъёмник; б — двухрядный подъёмник; в — полуторорядный подъёмник; г — однорядный подъёмник с перепускным клапаном и пакером; д — двухрядный подъёмник с камерой накопления; е — двухрядный подъёмник с камерой накопления и дополнительным обратным клапаном на подъёмнике; ж — однорядный подъёмник с перепускным клапаном и пакером; 1 — обсадная колонна; 2 — подъёмник; 3 — воздушные трубы; 4 — хвостовик; 5 — перепускной клапан; 6 — пакер; 7 — обратный клапан; 8 — камера накопления; 9 — обратный клапан на подъёмнике

Рисунок 4— Принципиальные схемы газлифтных скважин

1.2.3 Эксплуатация скважин глубиннонасосными установками

Различные по принципу действия и конструкции глубиннонасосные установки получили широкое распространение не только для добычи нефти, но и для эксплуатации водяных, гидротермальных и других

скважин. Многообразие глубиннонасосных установок требует их классификации.

Признаки классификации:

1. По принципу действия глубинного насоса:

- плунжерные (поршневые),
- центробежные,
- винтовые,
- струйные,
- вибрационные (звуковые),
- диафрагменные,
- роторно-поршневые и др.

2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя:

- штанговые,
- бесштанговые.

Скважинные штанговые насосные установки делятся на:

- балансирные,
- безбалансирные,

а по типу используемого привода на:

- механические,
- гидравлические,
- пневматические.

Бесштанговые глубиннонасосные установки делятся по типу используемого привода и его местоположению:

- с электроприводом,
- с гидроприводом,
- с приводом, расположенным на поверхности,
- с приводом, расположенным в скважине.

3. По назначению:

подача

- для эксплуатации низкодебитных скважин,
- для эксплуатации среднедебитных скважин,
- для эксплуатации высокодебитных скважин

высота подъема (напор)

- для эксплуатации неглубоких скважин,
- для эксплуатации скважин средней глубины,
- для эксплуатации глубоких скважин.

В мировой практике нефтедобычи получили распространение следующие глубиннонасосные установки:

1. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ).
2. Установки погружных центробежных насосов с электроприводом.
3. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН).
4. Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН).
5. Установки с диафрагменными насосами и электроприводом.
6. Установки со струйными насосами (УСН).

Не все из перечисленных глубиннонасосных установок играют одинаковую роль в добыче нефти. В нашей стране наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи — УЭЦН. Это связано с тем, что установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки УЭЦН — для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки (УГПН, УЭВН, УЭДН, УСН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с СШНУ и УЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин. Остановимся на делении скважин на низко-, средне- и высокодебитные. Классификация скважин по дебиту связана, в основном, с высотой подъема

жидкости, т.к. с ростом высоты подъема жидкости возможная подача большинства глубиннонасосных установок достаточно быстро снижается (следовательно, и снижается возможный дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей насосной установки). Взаимосвязь высоты подъема жидкости и подачи установки как для СШНУ, так и для УЭЦН может быть выражена уравнением гиперболы:

$$Q=A/H, \quad (7)$$

где Q — подача установки (дебит скважины), м³/сут;

H — высота подъема жидкости, м;

A — постоянная числовая величина, имеющая размерность м⁴/сут и выбираемая из практических соображений.

Данная зависимость может быть использована в определенных ограниченных пределах по подаче и высоте подъема. Так, для СШНУ такие ограничения обусловлены фактической работоспособностью колонны штанг, используемой для передачи плунжеру глубинного насоса возвратно-поступательного движения от наземного привода (станка-качалки), а для УЭЦН — характеристиками Q — H выпускаемых погружных центробежных насосов. Естественно, для различных глубиннонасосных установок пределы по подаче и высоте подъема различны. Поэтому во избежание неоднозначности границ между низко-, средне- и высокодебитными скважинами для различных глубиннонасосных установок, проведем разделение на рассматриваемые категории скважин для СШНУ. Исходя из этого, в дальнейшем зависимость высоты подъема жидкости и подачи будет использована в следующих пределах: по подаче $Q < 100$ м³/сут, по высоте подъема $H < 3000$ м. Для выпускаемого в настоящее время оборудования СШНУ можно принять постоянную величину A , равной 4104 м⁴/сут, и с

использованием этой величины определить границу между средне- и высокодебитными скважинами:

$$Q = 4 \cdot 10^4 / H, \quad (8)$$

Исходя из пределов использования данного выражения к высокодебитным скважинам относятся скважины с дебитом более $100 \text{ м}^3/\text{сут}$, независимо от высоты подъема, и с высотой подъема более 3000 м , независимо от дебита. К низкодебитным скважинам будем относить такие, дебит которых не более $5,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема менее 3000 м . Скважины, которые не попадают в группы высоко- и низкодебитных, относят к среднедебитным.

По высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории:

1. Неглубокие — при высоте подъема до 450 м .
2. Средней глубины — при высоте подъема жидкости от 450 до 1350 м .
3. Глубокие — при высоте подъема более 1350 м .

На основании технико-экономических расчетов, а также длительной практики применения СШНУ и УЭЦН можно сделать два принципиальных вывода:

1. Установки штанговых скважинных насосов предназначены, в основном, для эксплуатации низко- и среднедебитных неглубоких и средней глубины скважин, хотя могут оставаться рентабельными при эксплуатации высокодебитных и глубоких скважин (в определенных пределах).

2. Установки погружных центробежных электронасосов предназначены, в основном, для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин различной глубины.

Работа скважин, оборудованных УЭЦН, более подробно будет рассмотрена далее. [2]

2 Эксплуатация скважин на месторождении X

Месторождение X является одним из наиболее крупных в Томской области. Введено в опытно-промышленную разработку в 1981 году, на месторождении пробурено 640 добывающих и 251 нагнетательных скважин. Лицензии на разработку месторождения: ХМН № 00316 НЭ от 18.03.1996 г., комитета природных ресурсов и администрацией ХМАО сроком действия до 17.03.2016 г., и ТОМ № 00084 НЭ от 08.04.1999 г., сроком действия до 13.12.2038 г. выданы недропользователю АО "Томскнефть" ВНК.

На 01.01.2014 года на месторождении добыто 44383 тыс.т. нефти, текущий КИН 0,286 по категории В+С1, накопленная добыча жидкости на месторождении равна 72084 тыс. т, при обводненности продукции 76%., текущая компенсация по месторождению составила 113,5 %., накопленная 128%, средний дебит жидкости 79,8 т/сут, нефти 19,1 т/сут.

Проектный уровень добычи нефти на месторождении в 2013 году не достигнут, годовая добыча нефти составила 619 тыс.т. (84 % от проектного показателя – 739 тыс.т).Цель работы - анализ эксплуатации нефтяных скважин на месторождении X, выяснение возможных причин отставания фактического уровня добычи нефти от проектных значений, анализ применяемых методов повышения эффективности эксплуатации скважин на данном месторождении. [12]

2.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении нефтяное месторождение X своей большей (южной) частью расположено в Каргасокском районе Томской

области, его меньшая (северная) часть находится на территории Сургутского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа в 600 км к северу от г. Томска (рис. 5).

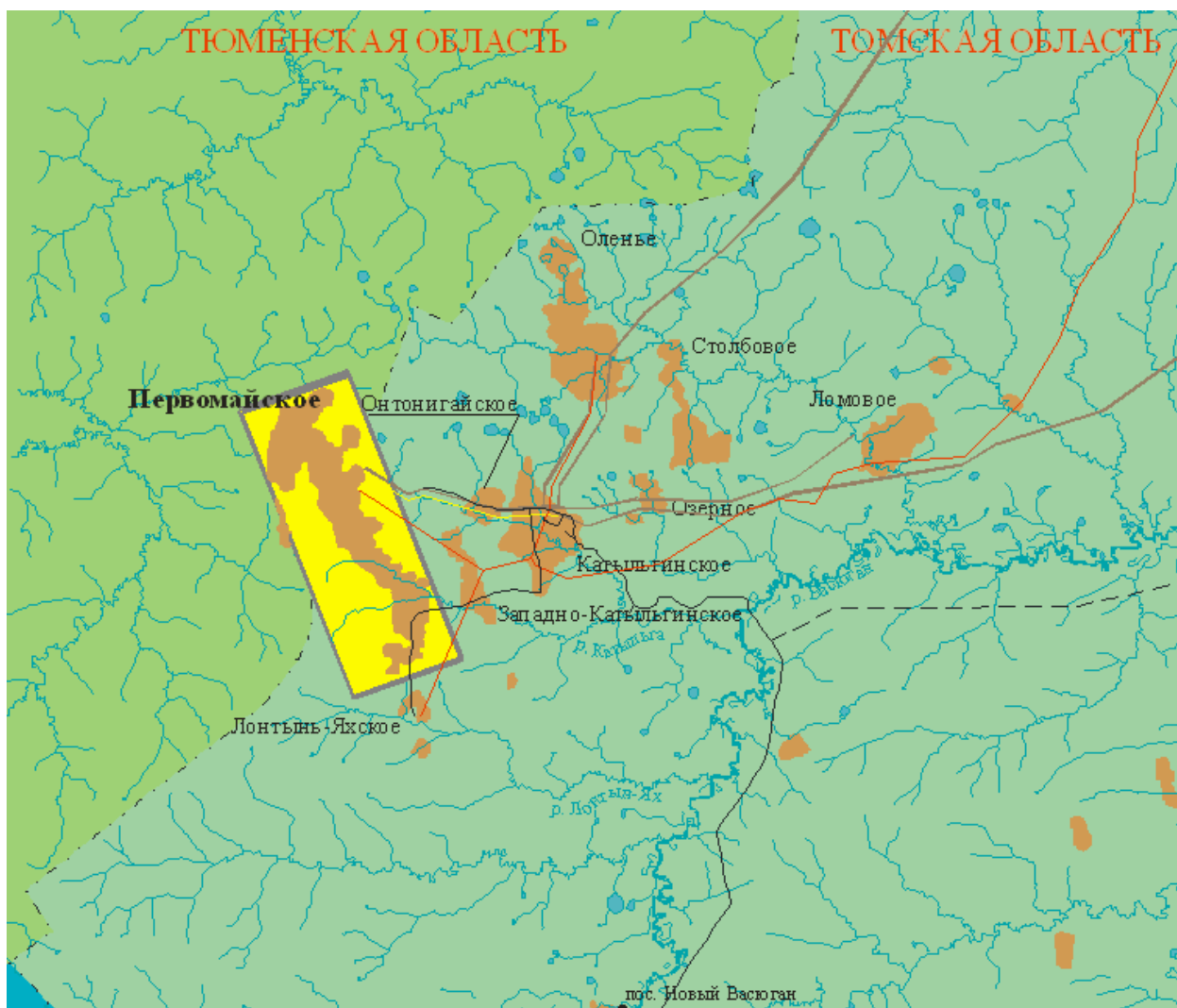


Рисунок 5—Обзорная карта месторождения X

В системе АО "Томскнефть" ВНК месторождение является одним из крупнейших месторождений. Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 г. составила 44.383 млн.т., накопленная добыча жидкости 72.083 млн.т.

По географическому положению месторождение находится в междуречье левых притоков Оби (Малого Югана, Большого Югана), текущих в северо-западном направлении, и Васюгана, текущего на восток. Территория месторождения представляет собой заболоченную равнину,

покрытую лесом, болотной и луговой растительностью. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 70 до 116 м. Гидрографическая сеть района представлена реками Еллекулун-Ях, Катыльга и их притоками, имеющими сильно меандрирующие русла и большую площадь водосбора. Ледостав рек проходит во второй половине октября – начале ноября, ледоход – в конце апреля – начале мая. Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой, абсолютный минимум температуры в январе до -55°C , и коротким летом. Среднемесячная температура января – 21°C , июля $+17^{\circ}\text{C}$. По количеству выпадающих осадков (в среднем за год около 500 мм) район находится в зоне избыточного увлажнения, их распределение по месяцам неравномерное, максимум приходится на июль-август и декабрь-январь. Зимой высота снежного покрова на открытых местах составляет 0.4–0.6 м, в залесенных достигает 1–2 м. Глубина промерзания грунта 1.0–1.6 м, болот – 0.4–0.5 м, вечномёрзлые породы отсутствуют. Глубина залегания грунтовых вод 4–15 м.

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Пионерный, который расположен в 20 км восточнее месторождения. Поселок Новый Васюган находится в 80 км юго-восточнее. На расстоянии 210 км к северу от месторождения расположен г. Стрежевой, где находится АО "Томскнефть" ВНК. Ближайшая железнодорожная станция находится в г. Нижневартовск на расстоянии 250 км. Через п. Пионерный проходит насыпная грунтовая дорога с бетонным покрытием, соединяющая его с Игольско-Таловым месторождением и г. Стрежевым, а зимой действует зимник, соединяющий его с г. Томском. В п. Пионерный имеется аэродром со взлетной полосой с бетонным покрытием, принимающий самолеты типа Ан-24, Ан-26. Доставка грузов осуществляется в весенне-летний период речным транспортом по рекам Обь и Васюган, а также по всесезонной автодороге с твердым покрытием Пионерный-Первомайское. К

месторождению X подходит ЛЭП. В пос. Пионерный расположены ремонтно-механические мастерские сервисных предприятий, база обслуживания бурения.

В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные промыслы Западно-Катыльгинского, Катыльгинского, Озерного, Лонтын-Яхского и Оленьего месторождений. Нефть этих месторождений поступает на центральный парк, находящийся в 14 км восточнее на территории Катыльгинского месторождения, где действует установка по подготовке нефти мощностью 5 млн.т./год, откуда перекачивается по нефтепроводу "ЦПС–Раскино" длиной 170 км в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск.

В районе отсутствуют кондиционные строительные материалы, поэтому при обустройстве кустовых оснований используются глинистые пески, добываемые из карьеров вдоль рек.

Встроению района работ принимают участие интенсивно метаморфизованные и дислоцированные образования палеозойского складчатого фундамента и залегающие на нём терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла, имеющие в данном районе общую толщину 2500-2800 м, залегают на образованиях палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Нефтяное месторождение X расположено в Каймысовском нефтеносном районе. В непосредственной близости от него эксплуатируются Западно-Катыльгинское и Катыльгинское нефтяные месторождения. Нефтеносность района связана с отложениями васюганской свиты, залегающими непосредственно под региональной покрывкой – аргиллитами баженовской свиты.

Согласно принятой корреляции и интерпретации геофизических материала, анализа данных опробования разведочных и эксплуатационных скважин, а также материалов промыслово - геофизических исследований, промышленная нефтеносность на месторождении X связана с над угольной подсвитой васюганской свиты, представленной тремя продуктивными пластами $Ю_1^{1л}$, $Ю_1^1$, $Ю_1^0$. На баланс запасы были поставлены единым объектом $Ю_1^{0+1+1л}$. Пласты гидродинамически связаны и эксплуатируются единым объектом. Достаточно часто в скважинах вскрывших разрез отчетливо видно, что пласты гидродинамически связаны между собой и представляют единый объект.

Как коллектор пласт $Ю_1^{0+1+1л}$ развит на всей площади, за исключением северо-западной части (скв. № 259), где песчаные разности отсутствуют. В пределах месторождения продуктивные отложения пласта $Ю_1^{0+1+1л}$ вскрыты в интервале глубин от -2431,0 до -2564,0 м. Литологически пласт представлен песчаником серым мелко-, среднезернистым, от слабосцементированного до крепкосцементированного. Эффективные толщины распределяются по площади неравномерно, наибольшие значения толщин отмечены в южной части залежи и на северо-западе в районе скважины 926, наименьшие – в северной части залежи. Общие толщины пласта $Ю_1^{0+1+1л}$ изменяются от 1,4 до 25,8 м, эффективные нефтенасыщенные толщины - от 0,9 до 19,8 м.

Коллекторские свойства пластов изучены по результатам лабораторных исследований керна, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Разрез изучаемого интервала представлен терригенными отложениями горизонта $Ю_1$ юрского возраста. Коллекторами являются песчано-алевролитовые отложения гранулярного типа пласта $Ю_1^{0+1+1л}$. Их нефтеносность подтверждена результатами опробования. Коллекторами

продуктивного горизонта Ю₁ являются песчаники мелко-среднезернистые, алевритистые, массивной структуры и крупнозернистые алевролиты. По данным петрографического анализа песчаники и алевролиты пласта Ю₁ полевошпатово-кварцевые, полимиктовые, реже кварцполевошпатовые. Цемент содержится 3-10 %. Состав цемента гидрослюдисто-каолинитовый с примесью хлорита, кварца, каолинита, реже карбонатный и каолинит-карбонатный. Тип цементации поровый, пленочный, реже базальный. Покрышкой пласта Ю₁ являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты, толщина их в пределах месторождения колеблется в пределах от 5,2 м (скв. № 167) до 18,4 м (скв. № 627). Породы пласта формировались в условиях морского мелководья и береговой зоны с резко восстановительным геохимическим режимом, о чем свидетельствует характер осадков и присутствие в них глауконита и пирита. Керна был отобран из 74 скважин, по 59 скважинам были проведены исследования коллекторских свойств и было выполнено 2247 определения открытой пористости, 2043 проницаемости, 1035 остаточной водонасыщенности, из них учтено по 54 скважинам 979 определений открытой пористости и проницаемости, 555 остаточной водонасыщенности, из них по нефтенасыщенной части 756 определений пористости и проницаемости, 349 остаточной водонасыщенности (табл.1).

Таблица 1 – Стандартные исследования керна месторождения X

Индекс пласта (часть пласта)	Эффективная толщина, м	Пористость (K _{пер}), %	Проницаемость (K _{пр}), 10 ⁻³ мкм ²	Остаточная водонасыщенность (K _{вср}), %
Пласт Ю ^{0+1+1Л}	248,3	18,4	23	25,2

Степень равномерности изучения коллекторских свойств пласта Ю₁^{0+1+1Л} по площади и разрезу удовлетворительная. В среднем на 1

скважину и на 1 метр нефтенасыщенной толщины приходится, соответственно, 33,8 и 12,8 определений пористости и проницаемости. Изменение фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенной части пласта $Ю_1^{0+1+1Л}$ наблюдается в достаточно широком диапазоне. Открытая пористость изменяется от 11,5 до 30,3 %. Проницаемость находится в интервале от 1,0 до $1617 \cdot 10^{-3}$ мкм², водонасыщенность – от 7,6 до 95,6 %. Средневзвешенные значения параметров по пласту по нефтенасыщенной части составляют: открытая пористость – 18,4 %, проницаемость – 0,023 мкм², водонасыщенность – 25,2 % (табл. 1). В пласте $Ю_1^{0+1+1Л}$ наблюдается тесная связь между пористостью и проницаемостью – коэффициент корреляции 0,755. Связь между водонасыщенностью и проницаемостью слабая – коэффициент корреляции 0,603.

Физико-химические свойства нефти и газа по продуктивным пластам месторождения Хизучались по данным исследований поверхностных и глубинных проб нефти и газа. Изученность пластовых флюидов данного месторождения на 01.01.2014г представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Изученность пластовых флюидов месторождения Х с момента разведки до 2005г. и с 2005 по 2014г.

Пласт	На 01.2014г.				
	Количество				
	Глубинные пробы до 2005г./2005-2014г.		Замер газового фактора 2005-2014 Скважин/проб	Поверхностные до 2005г./2005-2014г.	
	Скважин	Проб		Скважин	Проб
$Ю_1^{0+1+L}$	37/0	86/0	26/39	285/5	672/5

Исследования глубинных проб нефти месторождения Х были выполнены в лабораториях СибНИИНП, ТПУ и ТНИПИнефть. Объем

исследования глубинных проб нефти выполнялся исходя из данных ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Перечень параметров, определяемых в поверхностных пробах нефти, рекомендован в отраслевом стандарте ОСТ 153-39.2-048-2003. Поверхностные пробы нефти были исследованы в ЦНИПР, ТПУ, ТНИПИнефть, СибНИИНП. При подсчете запасов, утвержденного 01.2005г. на месторождении было выделено три продуктивных пласта Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁^{1Л}. Глубинные пробы нефти были отобраны в процессе разведки и на стадии эксплуатации месторождения. При совместном опробовании пласта Ю₁⁰ и Ю₁¹ отобрано 33 глубинных пробы из 7 разведочных и 7 эксплуатационных скважин. Из пласта Ю₁⁰ отобрано 27 проб из 5 разведочных и 5 эксплуатационных скважин. Из пласта Ю₁¹ – 22 пробы из 9 разведочных и 2 эксплуатационных скважин. При опробовании пласта Ю₁¹ совместно с пластом Ю₁^{1Л} отобрано 4 глубинных пробы нефти из 2 скважины.

После подсчета запасов в 2012 году специалистами ООО «Реагент» на устье части скважин выполнены замеры газового фактора. Результаты замеров приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты промыслового замера газового фактора нефти за 2012г

№ скв.	Дата замера	Пласт	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Промысловый газовый фактор, м ³ /т	Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	Исполнитель
182	2012г	Ю ₁	856,6	83,0	79,0	69,0	Реагент

Продолжение таблицы 3

516	2012г	Ю ₁	855,9	43,6	43,0	37,0	Реагент
517	2012г	Ю ₁	853,6	93,0	110,0	96,0	Реагент
518	2012г	Ю ₁	851,5	94,0	1445,0	1257,0	Реагент
519	2012г	Ю ₁	848,6	95,0	166,0	144,0	Реагент
862	2012г	Ю ₁	844,5	30,0	51,0	44,0	Реагент
863	2012г	Ю ₁	843	40,0	75,0	75,0	Реагент
873	2012г	Ю ₁	843,4	23,0	60,0	52,0	Реагент

— забракованы

Освещенность поверхностными пробами по всем пластам можно считать удовлетворительной. По пласту Ю₁⁰ отобрано 149 проб, по пласту Ю₁¹ – 243 пробы, при совместном опробовании Ю₁⁰⁺¹ – 237 проб. При совместном опробовании Ю₁¹ и Ю₁^{1Л} отобрано 48 проб. Анализ фактического материала по исследованию глубинных проб нефти показал, что диапазон изменения газового фактора в пределах пласта Ю₁ находится в интервале от 29 до 75 м³/т. Такой большой разброс может быть обусловлен как ошибками анализа, так и геологическими условиями месторождения.

По результатам промысловых замеров газового фактора диапазон значений составил 27-1445 м³/т. Причин разброса значений промыслового газового фактора может быть несколько. Например, при замере на скважинах, работающих при забойных давлениях ниже давления насыщения, от 10 % до 50 % объема газа отбирается по затрубному пространству. Многие залежи в настоящее время эксплуатируются при давлениях ниже давления насыщения, что приводит к выделению газа в пласте и его опережающему течению к забою относительно нефти. За счёт этого на определённом этапе работы скважины её газовый фактор может существенно вырасти. И наоборот, оставшаяся в пласте нефть, которая

подойдёт к забою позже, будет иметь низкий газовый фактор. Кроме того, имеются сведения, что процесс заводнения пласта за счёт системы ППД, может также существенно влиять на значение газового фактора. Если учесть, что по кондиционным глубинным пробам нефти газосодержание (однократное разгазирование) изменяется в диапазоне от 29 до 75 м³/т, то значения промысловых замеров ниже 30 и выше 80 м³/т рекомендуем забраковать. Забракованные значения в таблице 5 отмечены другим цветом. Для данного проектного документа рекомендуем принять параметры пластовой и разгазированной нефти и газа утвержденные при подсчете запасов на 01.01.2005 года. Так как свойства флюидов продуктивных пластов Ю₁, Ю₁¹ и Ю₁^{1Л} имеют между собой близкие значения, рекомендуем принять единые параметры.

По пласту Ю₁^{0+1+1Л} нефть недонасыщена газом, давление насыщения существенно ниже пластового давления. Значение газового фактора по пласту после однократной сепарации составило 50,0 м³/т. Газовый фактор после ступенчатой сепарации составил в среднем 37,5 м³/т. Объемный коэффициент пластовой нефти составил 1,137. Усредненный состав пластовой, разгазированной нефти и газа представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и нефтяного газа пласта Ю₁^{0+1+1Л} месторождения X (молярная концентрация %)

	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выдел. газ	нефть	выдел. газ	нефть	
Диоксид углерода	1,63	0,02	1,80	0,02	0,42
Азот + редкие	2,61		3,09		0,72

Продолжение таблицы 4

Метан	58,46	0,17	68,31	0,10	15,60
Этан	6,82	0,18	7,28	0,34	1,95
Пропан	13,81	1,50	10,75	2,91	4,80
Бутаны изомерные	3,52	1,08	1,68	1,72	1,73
Бутаны нормальные	7,17	3,49	4,48	4,39	4,46
Пентаны изомерные	2,02	2,55	0,76	2,89	2,39
Пентаны нормальные	2,14	3,90	1,06	4,11	3,39
Гексаны + высш. + остаток	1,79	87,11	0,79	83,52	64,56
Молярная масса	29,72	195,9	25,13	189,1	150,6
Плотн. газа кг/м ³	1,215		1,035		
Плотн. нефти кг/м ³		844,0		838,0	770,0

Газ после однократной сепарации относится к жирному типу, содержание метана в нем составило 58,5 % мольн., после ступенчатой сепарации он несколько легче, содержание метана составило 68,3 % мольн. В таблице приведены физико-химические характеристики разгазированной нефти пласта Ю₁^{0+1+1Л}.

Как видно из таблицы 4 нефть этой залежи достаточно легкая с плотностью 842,3 кг/м³, сернистая, смолистая, парафинистая. Объемный выход светлых фракций до 300°С в нефти этой залежи достаточно высокий

и составил 56,2 % об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 2-му классу и 1-му типу.

Промышленная нефтеносность месторождения X связана с прибрежно-морскими отложениями пласта Ю₁^{0+1+1Л} (васюганская свита). Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Продуктивный пласт
	Ю ₁ ^{0+1+1Л}
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2396,6
Тип залежи	Пластовая сводовая, литологически экранированная
Тип коллектора	теригенный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	313574
Средняя общая толщина, м	9,75
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,90
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,26
Коэффициент пористости, доли ед.	0,174
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	0,98
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	772,8
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	840,7
Абсолютная отметка ВНК, м	-2430
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,137
Содержание серы в нефти, %	0,8
Содержание парафина в нефти, %	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,2
Газовый фактор, м ³ /т	37,5
Сжимаемость нефти, 1/МПа × 10 ⁻⁵	13,5
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,565
Расчлененность	2,1
Начальная пластовая температура, °С	90,7
Проницаемость ГИС/ГДИС, 10 ⁻³ мкм ²	41,1/19,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,87
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,664

Запасы нефти и растворенного газа на месторождении подсчитывались и утверждались пять раз. Первый подсчет запасов нефти выполнен и утвержден ГКЗ СССР в 1976 г (Протокол № 7720 от 03.11.76 г.). В 1981 году месторождение введено в разработку. На дату второго пересчета по материалам разведочного и эксплуатационного бурения, было уточнено геологическое строение, а также подсчетные параметры. Запасы были приняты ЦКЗ РФ (протокол № 26 от 09.06.1992 г.).

В период 1992 – 1998 гг. был получен значительный геолого-промысловый материал, который позволил уточнить строение северо-западной части месторождения и осуществить прирост запасов на Западно-Весеннем участке в зоне его сочленения с месторождением X в районе скважины № 254 (протокол ЦКЗ МПР России № 10-98 от 24.03.98).

В 2000 г. на северной периклинали пробурена поисково-оценочная скважина № 2291, по результатам которой осуществлен прирост запасов в количестве 1731/717 тыс. т (протокол ЦКЗ МПР России № 47 от 12.03.2001 г.). В 2002 г. был проведен прирост по новой залежи в результате бурения скв. № 2292 (протокол ЦКЗ МПР России № 384 от 19.03.2002 г.).

С 2002 по 2005 годы была проведена переоценка запасов углеводородов ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», вызвана уточнением геологической модели на основе 3-х-мерного геологического моделирования в системе Z-MAP (структурные построения) и Stratamodel (трехмерная геологическая модель) фирмы Landmark, по данным новой геолого-геофизической и промысловой информации в результате бурения 852 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, проведения на территории месторождения сейсморазведочных работ МОГТ, детальной корреляции и переинтерпретации материалов ГИС, выделение трех

продуктивных пластов $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^{1Л}$ вместо одного подсчетного объекта $Ю_1^0$. Запасы нефти подсчитаны дифференцированно по пластам $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^{1Л}$. Однако при утверждении в ГКЗ было отмечено, что в результате длительного периода разработки продуктивного пласта на месторождении X как единого эксплуатационного пласта, адекватно разделить добычу на 3 объекта подсчета не возможно. Экспертиза предложила утвердить запасы по единому пласту. В результате чего на государственный баланс был поставлен единый объект подсчета и объект разработки - пласт $Ю_1^{0-1-1Л}$ месторождения X.

В целом по месторождению начальные геологические запасы нефти категорий В+С₁ составили: 151223 тыс.т, категории С₂ – 1734 тыс.т. Запасы растворенного газа подсчитаны в количестве по категории В+С₁ – 5665 млн.м³, категории С₂ - 68 млн. м³. В 2006 г. на месторождении X произошли изменения КИН и извлекаемых запасов в Тюменской области по категории С₁ на основании письма ГКЗ. В 2013 г. по результатам бурения скважины № 969 был выполнен оперативный подсчет запасов (протокол №18/615-пр. от 22.11.2013 г.). [9]

По состоянию на 01.01.2014 г. на балансе АО «Томскнефть» ВНК по месторождению X по пласту $Ю_1^{0+1+1Л}$ числятся запасы (геологические/извлекаемые) нефти и растворенного газа в количестве (табл.6):

Таблица 6 – Остаточные запасы углеводородного сырья месторождения X по состоянию на 01.01.2014 г.

Категория	В+С1	С2
ОАО «Томскнефть» ВНК Лицензия ТОМ 00084 НЭ		

Продолжение таблицы 6

Нефть (геол/извл), тыс.т	87175/22883	1734/789
Накопленная добыча нефти, тыс.т	38235	
Газ растворенный, млн. м ³	/564	/31
Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	1748	
ОАО «Томскнефть» ВНК Лицензия ХМН 00316 НЭ		
Нефть (геол/извл), тыс.т	23409/8099	
Накопленная добыча нефти, тыс.т	6148	
Газ растворенный, млн. м ³	/226	
Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	289	

2.2Оборудование, применяемое на месторождении X

На 01.01.2014 г. весь пробуренный фонд месторождения X составляет 919 скважин, из которых 334 ед. (36,3 %) находятся в эксплуатационном фонде, 148 скважин (16,1 %) находятся в консервации, 102 ед. (11,1 %) в пьезометрическом и 16 ед. (1,7 %) в наблюдательном фонде скважин, ликвидировано 128 скважин (13,9 %), 158 скважины (17,2 %) находятся в ожидании ликвидации, фонд водозаборных и поглощающих скважин составляет 33 единицы (3,6%). На месторождении реализовано 87,7 % добывающего проектного фонда и 87,8 % нагнетательного фонда. К бурению на месторождении осталось 123 скважины основного фонда, из них 88 добывающих и 35 нагнетательных.

Из всего пробуренного фонда скважин к добывающему фонду относятся 640 скважин (69,6%), причём действующими из них являются только 106. Подробная характеристика пробуренного фонда добывающих скважин представлена в таблице 7. [12]

Таблица 7 – Характеристика пробуренного фонда добывающих скважин

Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	640
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов	
	Нагнетательные в отработке на нефть	26
	Всего*	666
	В том числе:	
	Действующие	106
	из них фонтанные	19
	ЭЦН	86
	ШГН	1
	Бездействующие	10
	В освоении после бурения	
	В консервации	106
	Наблюдательные**	84
	Переведены под закачку	140
	Переведены на другие объекты	
	В ожидании ликвидации	139
	Ликвидированные	80

Как видно из таблицы, основным методом эксплуатации добывающих скважин на месторождении X является использование установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), которыми оборудовано более 81% скважин действующего фонда добывающих нефтяных скважин. Остальная часть фонда практически полностью эксплуатируется фонтанным способом, а на долю скважин, работающих с применением ШГН (штанговых глубинных насосов) приходится лишь одна скважина.

Пластовая нефть месторождения X характеризуется низким газосодержанием 44,5 м³/т и низким давлением насыщения – 6,2 МПа, это и обусловило более широкое использование электро-центробежных насосов (ЭЦН) вместо предполагавшихся в тех. схеме штанговых глубинных насосов (ШГН). Фонтанный способ эксплуатации скважин рассмотрен в главе 1, поэтому остановим своё внимание на эксплуатации скважин с использованием УЭЦН.

Из всего пробуренного фонда добывающих нефтяных скважин на месторождении X на данный момент эксплуатируются 86 скважин,

оборудованных УЭЦН.

Рассмотрим используемые на данном месторождении установки электроцентробежных насосов на примере ЦДНГ-8. В данном цехе используются насосы различных производителей.

Компания "Новомет" является основным поставщиком насосного оборудования на месторождении X(в частности, большинство скважин ЦДНГ-8 оборудовано насосами именно этой фирмы), поэтому подробно остановимся на продукции данной компании.

Компания «Новомет» осуществляет разработку, производство и поставку полнокомплектных погружных установок электроцентробежного насоса УЭЦН (УВНН), предназначенных для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Диапазон номинальных подач установок от 15 до 6300 м³/сут.

В состав установки помимо самого насоса, в зависимости от условий эксплуатации и пожеланий заказчика, могут входить (рис.6):

- Станции управления.
- Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы.
- Асинхронные и вентильные погружные электродвигатели.
- Гидрозащиты.
- Входные модули/ Газосепараторы/ Газостабилизаторы/ Мультифазные насосы.
- Скважинные фильтры.
- Наземные фильтры для обработки технических жидкостей.
- Системы ТМС.
- Кабельные линии: силовой кабель, сращенный с кабельным удлинителем.

- Контейнеры скважинные с ингибитором для защиты от солеотложений.
- Байпасные системы, дуальные системы для ОРЭ.

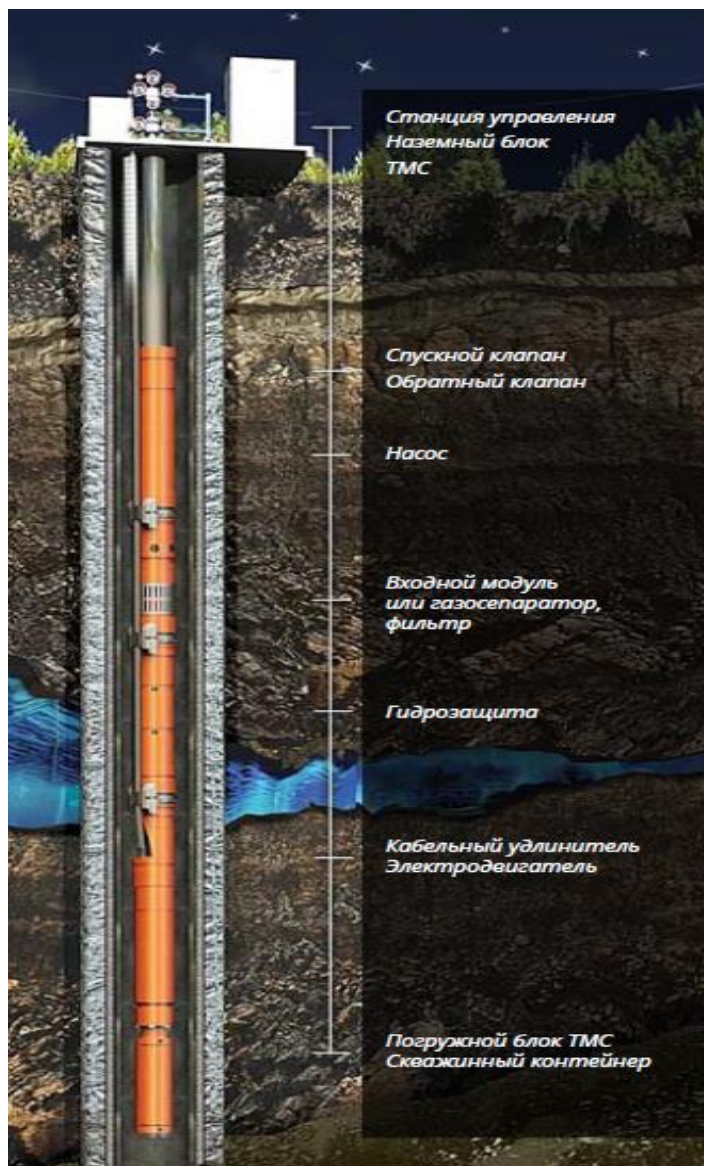


Рисунок 6– состав УЭЦН

Компания Новомет осуществляет индивидуальный подбор УЭЦН к каждой скважине по специализированной программе с учетом характеристик пластовой жидкости и параметров скважины:

- обычного исполнения (до 0,1 г/л КВЧ),
- износостойкого (от 0,5 до 1,0 г/л),

- коррозионностойкого,
- коррозионноизностостойкого исполнения.

При подборе УЭЦН учитываются следующие характеристики пластовой жидкости:

- пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и газа;
- максимальная плотность жидкости - 1400 кг/м^3 ;
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- водородный показатель попутной воды для насосов:
 1. базовой конструкции - $\text{pH}=5,0-8,5$;
 2. коррозионностойкой модификации - $\text{pH}=3,0-9,0$;
 3. модификация с повышенной коррозионной стойкостью - $\text{pH}=3,0-9,0$;
- максимальная концентрация агрессивных компонентов для насосов:
 1. базовой конструкции, $n(\text{H}_2\text{S})=0,01 \text{ г/л}$;
 2. коррозионностойкой модификации, $n(\text{H}_2\text{S})=1,25 \text{ г/л}$;
 3. модификация с повышенной коррозионной стойкостью, $n(\text{H}_2\text{S})=1,25 \text{ г/л}$; $n(\text{CO}_2)=0,15$; $n(\text{Cl}^-)=20$; $n(\text{HCO}_3)=1$; $n(\text{Ca}^{2+})=2$;
- максимальная массовая концентрация взвешенных частиц (КВЧ) для насосов:
 1. базовой конструкции - $0,02 \text{ \%}$ ($0,2 \text{ г/л}$);
 2. изностостойкой модификации - $0,05 \text{ \%}$ ($0,5 \text{ г/л}$);
 3. модификация с повышенной коррозионной и абразивной стойкостью $0,1 \text{ \%}$ ($1,0 \text{ г/л}$);
- микротвердость частиц, не более 7 баллов по Моосу;
- максимальное содержание попутной воды - 99 \% ;

- температура откачиваемой жидкости, не более - 160°C.
- максимальное содержание свободного газа на входе в насос:

$25 \cdot (1-B)^{0,5}$ - для ЭЦН

$35 \cdot (1-B)^{0,5}$ - для ВНН,

где В - обводнённость в относительных единицах.

Приводом насосов являются погружные электродвигатели. Установки в соответствии с ГОСТ 27.003-90 относятся к изделиям вида 1, невосстанавливаемым, ремонтируемым. Климатическое исполнение погружного оборудования - В. Категория размещения погружного оборудования установок - 5, наземного электрооборудования - I, ГОСТ15150.

В таблицах 8-9 приводятся типоразмеры установок в обычном и энергоэффективном исполнениях, соответственно.

Таблица 8– Типоразмеры УЭЦН в обычном исполнении

Условный габарит	Подача, м³/сут																							
	15	20	25	30	35	45	50	59	79	80	100	125	160	200	250	240	280	400	500	700	800	1000	1250	1600
4			20	30			50			80			160	200										
5	15	20	25	30	35	45	50	59	79	80	100	125	160	200					500					
5А			25	34			50	60		80	100	124	159	199	200	250	240	280	400	500	700			
6																				800	1000	1250		
6А												130			250									
8																			500	750	1000		1600	2000
9																								5000

Таблица 9– Типоразмеры УЭЦН в энергоэффективном исполнении

Условный габарит	Подача, м³/сут / частота, об/мин																								
2А		2А-203					2А-303				2А-503			2А-1003											
	Подача	20	25	30	35	40	45	50	60	65	70	80	100	125	160	180	200								
	Частота	2910	3640	4365	5090	5820	3855	4280	5140	5565	4070	4660	5820	3640	4660	5240	5820								
3		3-253				3-403					3-803				3-1403				3-2003				3-3203		
	Подача	25	30	35	40	45	50	55	60	70	80	100	125	140	160	180	200	250	280	300	320	350	450	500	
	Частота	2700	3240	3780	4320	3200	3550	3920	4280	5000	5700	3230	4040	4530	5170	3740	4160	5200	5820	4160	5200	5820	4370	4855	
5		5-203				5-1403					5-2103		5-3203		5-4003										
	Подача	20	25	30	35	140	160	180	200	220	250	320	400	500	500	600									
	Частота	2910	3640	4370	5100	2910	3330	3740	4160	4570	3470	4430	3640	4550	3640	4365									
5А		5А-1003				5А-1803					5А-2253		5А-3203		5А-4103		5А-5003								
	Подача	100	125	140	160	180	200	225	250	280	320	400	500		600		700	800							
	Частота	2910	3640	4070	4660	3175	3530	3970	4410	4940	4140	5170	4550		4370		4080	4660							
7А		7А-3003				7А-5003			7А-6503			7А-7503			7А-10003			7А-16003							
	Подача	300	320	360	400	500	600	700	700	800	900	800	900	1000	1250	1600	1800	2000	2200	2400					
	Частота	2910	3110	3500	3880	2910	3500	4080	3140	3590	4030	3110	3500	3880	3640	4660	3270	3640	4000	4370					
8		8-16003			8-20003			8-25003																	
	Подача	1600	1800	2000	2200	2500	2500	3000																	
	Частота	2910	3280	2910	3200	3640	2910	3500																	

Компания «Новомет» выпускает широкую линейку погружных насосов производительностью от 10 до 6300 м³/сут. и напором до 3500 м.(рис.7). Насосы данной компании различаются по коррозионной стойкости и износостойкости. Исходя из необходимой коррозионной стойкости для конкретных условий эксплуатации подбирается насос в одном из четырёх исполнений:

- Базовое
- Коррозионностойкое
- Повышенной коррозионной стойкости
- Стойкое к СКРН (сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением)

В зависимости от условий эксплуатации может быть использован насос в одном из следующих исполнений по износостойкости:

- Базовое
- Износостойкое

- Повышенной износостойкости

Подбор исполнения насоса по износостойкости производится в том числе с учётом концентрации взвешенных частиц (до 0,5г/л - базовое исполнение; от 0,5г/л до 1г/л - износостойкое исполнение; от 1 г/л - исполнение с повышенной износостойкостью).

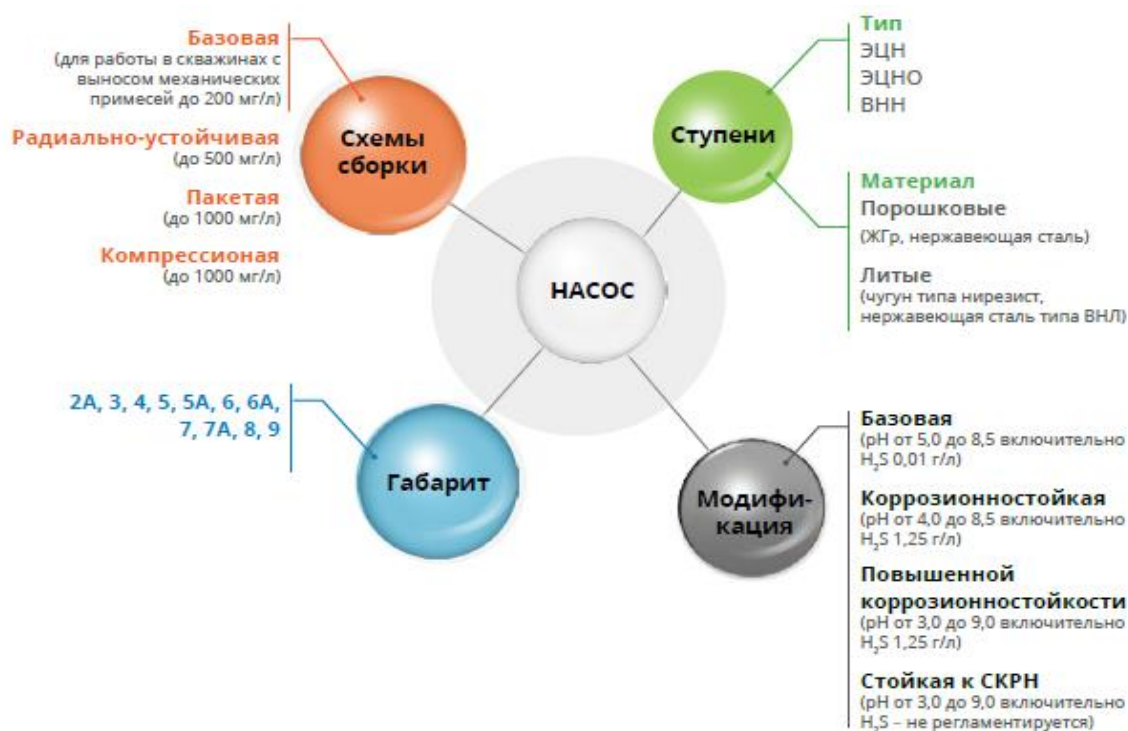


Рисунок 7–линейка погружных насосов

Рассматриваемая компания предоставляет три основных типа компоновки насоса:

- Плавающая
- Пакетная
- Компрессионная

В плавающей сборке насоса каждое рабочее колесо свободно перемещается вверх и вниз по валу. Свободное перемещение колес называется «плаванием», отсюда и название – плавающая сборка. При

работе центробежного насоса вследствие разности давлений на входе в рабочее колесо и выходе из него возникает осевая сила, действующая на него. В насосах плавающей конструкции в каждой ступени осевая сила воспринимается опорной шайбой рабочего колеса и буртом направляющего аппарата и передается на корпус. Это усилие не передается на пяту гидрозащиты. Единственным усилием, передаваемым на упорный подшипник гидрозащиты, будет усилие, которое возникает от воздействия дифференциального давления, развиваемого насосом, действующим на торец вала и вес вала (усилие от веса вала, как правило, незначительно.)

Модуль-секции пакетной сборки представляют собой сбоку определенного количества модулей «пакетов», которые устанавливаются последовательно друг за другом. Каждый пакет имеет как радиальную, так и осевую опору, причем и верхнюю, и нижнюю, выполненную из износостойкого материала, как правило, либо карбида кремния, либо твердого сплава. Все входящие в состав пакета рабочие колеса опираются ступицами друг на друга и далее опираются на осевую опору. Таким образом, возникающая в процессе работы осевая сила от рабочих колес воспринимается осевой опорой и передается также, как и в плавающей сборке на корпус насоса. Также в пакете существует и верхняя осевая опора, которая необходима для предотвращения «всплытия» рабочих колес. В состав одного пакета может входить до 15 ступеней. Во избежание зазора между шайбой рабочего колеса и буртом направляющего аппарата (вследствие набегания размерных допусков) между ступицами рабочих колес делается зазор 0,1 мм. Таким образом, первоначальная сборка работает как плавающая. После износа шайбы на 0,1 мм осевая сила первого колеса через ступицу передает следующему и так далее, пока вся осевая сила не будет восприниматься осевой опорой пакета. Количество ступеней в пакете определяется исходя из двух условий:

1. Минимальный размер нижней опорной шайбы после приработки должен быть не менее 0,5 мм.
2. Проводится оценка характеристики PV осевого подшипника. Осевой подшипник должен выдерживать усилие от входящих в состав пакета рабочих колес.

Пята гидрозащиты так же, как и в насосах плавающей сборки воспринимает усилие, которое возникает от воздействия дифференциального давления.

При компрессионной сборке насоса все детали, расположенные на валу стянуты гайкой в единый пакет и нагрузка, создаваемая всеми деталями секции, через валы ниже стоящих секций передается на пята гидрозащиты. Для передачи данного усилия между валами секции не должно быть зазоров т.к. это повлечет за собой проседание вала и как следствие повышенный износ и преждевременный выход из строя оборудования. Преимущества компрессионной схемы сборки: работа с большим содержанием КВЧ, надежность, отсутствие взаимодействия вала и пластовой жидкости. [10]

На месторождении X (в расчёт берётся ЦДНГ-8) из описанной выше линейки насосов компании "Новомет" применяются электроцентробежные (ЭЦН) и центробежно-винтовые насосы (ВНН) габаритов 5 и 5А с номинальной производительностью ($Q_{ном.}$) от 25 до 400 м³/сут. Используются насосы в следующем исполнении: перевёрнутого типа (например, насос 2ВННП5А-159 на 954 скважине 71 куста), открытого типа (например, насос ЭЦНО5-20 на 862 скважине 56 куста), энергоэффективные (например, насос ВНН5-35Э на 963 скважине 71 куста). [11]

Диаграмма, иллюстрирующая количество насосов габарита 5 с

различной номинальной подачей, производства компании "Новомет", представлена на рисунке 8.



Рисунок 8—количество насосов габарита 5различной номинальной производительности, применяемых на месторождении X

Как видно из диаграммы, всего на месторождении X применяется 142 насоса габарита 5 производства компании "Новомет". Из них наибольшее распространение получили насосы со следующей номинальной производительностью (м³/сут): 79м³/сут (11% от всех используемых насосов габарита 5), 125 м³/сут (8,5%), 44м³/сут (7,8%), 59 м³/сут (7,8%).

Диаграмма, иллюстрирующая количество насосов габарита 5А с различной номинальной подачей, производства компании "Новомет", представлена на рисунке 9.



Рисунок 9– количество насосов габарита 5различной номинальной производительности, применяемых на месторождении X

Как видно из диаграммы, всего на месторождении X применяется 17 насосов габарита 5А производства компании "Новомет". Из них наибольшее распространение получили насосы со следующей номинальной производительностью (м³/сут): 159м³/сут (41% от всех используемых насосов габарита 5А) и 100 м³/сут (35%).

Кроме того, на месторождении X используются также электроцентробежный насос производства компании "Алнас" (г.Альметьевск), а именно ЭЦНА5А-200Э в энергоэффективном исполнении, модульный термостойкий насос ЭЦНМТ5А-160 производства компании "Шлюмберже". Стоит отметить, что на горизонтальных скважинах №924 56 куста и №1208 73 куста находятся в эксплуатации насосы американской фирмы "REDA" (D285EZ и DN4300). Причём, второй из перечисленных насосов применён для эксплуатации самой высокодебитной скважины ЦДНГ-8 (дебит по нефти на данной скважине на февраль 2018 года составлял 232 т/сут при дебите жидкости 475 м³/сут).

2.3 Факторы, негативно сказывающиеся на эффективности работы оборудования на месторождении X

В данный момент эксплуатация скважин на месторождении X сопряжена с целым рядом осложняющих факторов, которые проявляются в связи с ухудшением эксплуатационных условий по сравнению с начальным периодом эксплуатации. Это приводит к изменению технико-экономических показателей. Специалисты выделяют множество факторов влияющих на работу УЭЦН: начиная от конструкции скважины, до процессов проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по повышению показателей работы насоса.

Все факторы, влияющие на работу УЭЦН, согласно работам Максимова В.П. и Мищенко И.Т., можно разделить на две группы: геологические и обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН. В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием. [3]

2.3.1 Геологические факторы

В первую очередь выделяют геологические факторы (газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех примесей в добываемой из пласта жидкости), своим происхождением они обязаны условиям формирования залежи.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН

начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН. По своему химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий, так как в ее состав входят активные эмульгаторы- асфальтены и смолы. Процессу образования эмульсий также способствуют глина и песок, принесенные с поверхности или из пласта. При увеличении вязкости эмульсии происходит ухудшение рабочих характеристик УЭЦН.

Зачастую специалистами наблюдается другая форма осложнений, а именно появление высокоминерализованной пластовой воды, которая приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса. Это связано с высокой коррозионной активностью пластовой воды. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводят к возникновению электрохимической коррозии металла. Если этим факторам добавляется низкое забойное давление, то происходит активное солеотложение в рабочих органах насоса.

Ещё одним постоянным спутником нефти при ее добыче является газ. При попадании газа в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых соизмерима с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается постоянным и равным давлению насыщения пара, давление же жидкости по мере продвижения пузырька меняется. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием все возрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающиеся мгновенным местным повышением давления, достигающих сотен мегапаскаль. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса. Все

это приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса.

В добываемой жидкости находятся различные механические примеси. Это могут быть соли, продукты разрушения пласта и механические примеси, принесенные с дневной поверхности при ремонтах скважин. Создание на забое скважины перепада давления приводит к частичному разрушению скелета горной породы. Мелкие частицы породы вместе с жидкостью попадают в насос и абразивно изнашивают поверхности рабочих колес. [6]

Опираясь на классификацию, представленную выше, а также на ТР нефтяного фонда ЦДНГ-8 на февраль 2018г., определим геологические факторы, влияющие на работу УЭЦН на месторождении Х. Согласно указанному выше документу, работа скважин на месторождении Х сопряжена с такими основными осложнениями, как ВТ (высокая пластовая температура), СФ (солеотложения), КФ (коррозионная агрессивность), МП (механические примеси). На части скважин присутствуют и другие осложнения, но их количество не так значительно. [11] Диаграмма, описывающая количество скважин, для которых характерны факторы, описанные выше, представлена на рисунке 10.

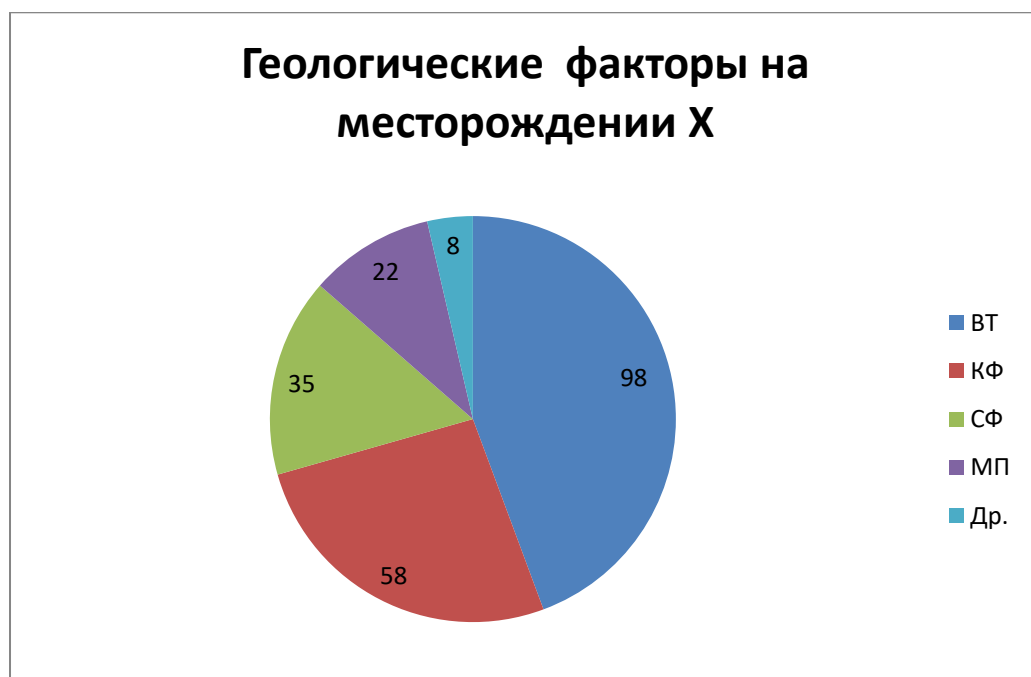


Рисунок 10 – Количество скважин на месторождении X, для которых характерны геологические факторы, влияющие на работу УЭЦН

Исходя из представленной диаграммы можно сделать вывод, что самым значительным геологическим фактором, влияющим на эффективность работы УЭЦН на месторождении X, является высокая пластовая температура, (она характерна для 93% скважин действующего фонда), далее идут коррозионная агрессивность (55%), солеотложения (33%) и механические примеси (21%).

Очевидно, что присутствие данных факторов имеет негативный эффект на эксплуатацию скважин месторождения X, вследствие чего требует определённых технологических решений, которые будут описаны ниже.

2.3.2 Технологические факторы

Ко второй группе факторов, влияющих на работу УЭЦН, относятся осложнения, связанные с конструкцией скважины, а также с компоновкой насосного агрегата (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, большая глубина подвески, исполнение узлов и деталей УЭЦН). Для

создания форсированного отбора жидкости из скважины необходимо увеличить перепад давления. Это достигается спуском насосного агрегата на большую глубину. Для того чтобы продукция скважины могла преодолевать более высокое давление, создаваемое столбом жидкости, находящейся в НКТ, насосу придется повысить напор. Но повышение напора приведет к изменению рабочей характеристики насоса (рис.11).

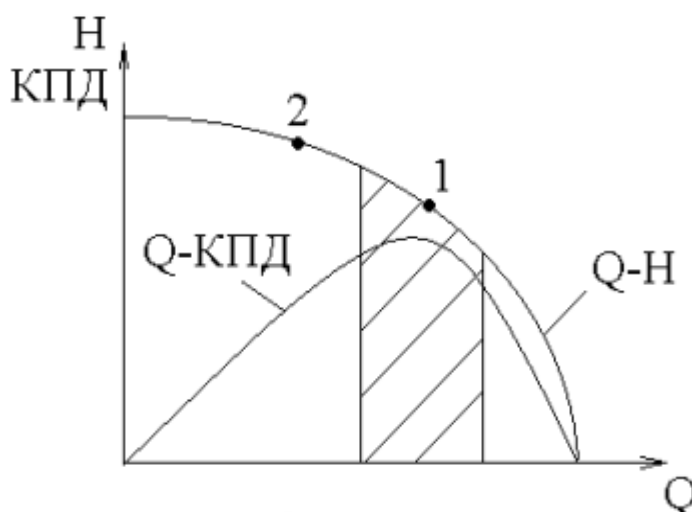


Рисунок 11—зависимость дебита от напора

На представленном графике выделяется рабочая область — это область, в которой имеют места максимальные значения КПД. Если насос до спуска работал в рабочей области, то после спуска произойдет перемещение рабочего режима насоса по кривой $H-Q$ влево. Вместе с этим произойдет уменьшение КПД. Снижение КПД установки обусловлено уменьшением величины полезно затраченной работы. А как показывает практика нефтедобычи разность равная уменьшению полезной работы насоса идет на создание новых осложнений при эксплуатации УЭЦН.

Чаще всего эксплуатируемые скважины имеют целый набор осложнений, которые снижают эффективность работы УЭЦН. Один вид осложнения может привести к появлению новых проблем при

эксплуатации. Выбор оптимального режима работы насоса может предотвратить появление некоторых осложнений. Для этого, на стадии подбора УЭЦН, необходимо оценить в какой области рабочей характеристики будет работать насос. Делается это пересечением двух линий (рис.12):

1. напорная характеристика скважины, графически отображает запасы энергии, накопленные в самой скважине.
2. зависимость производительности насоса от его напора, эта линия характеризует сам насос.

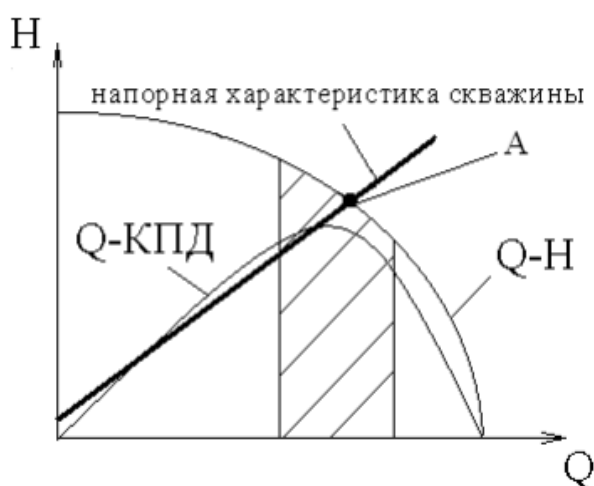


Рисунок12–график для выбора оптимального режима работы насоса

Точка пересечения А характеризует совместную работу пласт-скважина-насос. Для оптимальной работы системы пласт-скважина-насос необходимо еще одно условие – выбор соответствующего режима работы пласта. Если посмотреть на индикаторную линию в координатах Q-Рзаб (рис. 13), то можно выделить две зоны. Зона с нормальными условиями работы пласта (зона 1 на рис. 13) и зона с пониженными забойными давлениями $P_{заб} < \min P_{заб}$ (зона 2 на рис. 13). Во вторую зону чаще всего попадают при форсировании отборов жидкости из скважины. При этом

возникает целый ряд проблем, связанный с добычей нефти из пласта.

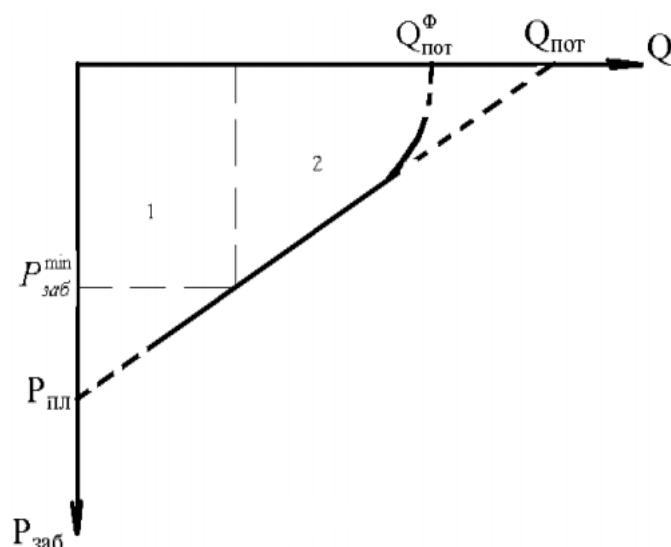


Рисунок 13–индикаторная диаграмма

Итак, оптимальным режимом работы системы пласт-скважина- насос является такой совместный режим, при котором работа УЭЦН происходит в рабочей зоне (т.е. с максимальными КПД), а пласт по возможности эксплуатируется в зоне 1 (рис. 13). Стоит отметить, что следить за режимом работы системы пласт-скважина-насос необходимо не только на стадии подбора оборудования для эксплуатации скважины, но и после проведения различных мероприятий по повышению эффективности работы скважин. [7]

Ко второй группе факторов, негативно влияющих на эффективность работы насосов, согласно той же классификации, относятся факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, большая глубина подвески, исполнение узлов и деталей УЭЦН). Процедура подбора оборудования осуществляется в соответствии с технологическим регламентом АО "Томскнефть"-ВНК (№ П1-01.05 ТР-0001 ЮЛ-098). Данная процедура должна быть выполнена рационально и технологически верно, поскольку

это во многом определяет эффективность дальнейшей эксплуатации той или иной скважины. Подбор УЭЦН на месторождении X, а также дополнительные конструктивные решения будут рассмотрены ниже.

2.4 Методы повышения эффективности эксплуатации скважин на месторождении X

Опираясь на представленную выше классификацию, можно выделить два вида факторов, негативно влияющих на эффективность эксплуатации скважин на месторождении X: геологические и факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН. Очевидно, что снижая степень влияния данных факторов, можно повысить эффективность эксплуатации скважин. Рассмотрим данные факторы и мероприятия, направленные на снижение их негативного воздействия и, как следствие, повышение эффективности эксплуатации скважин на месторождении X

2.4.1 Борьба с геологическими факторами

Как сказано выше, основными геологическими факторами, оказывающими негативное влияние на эксплуатацию скважин на месторождении X, оборудованных УЭЦН, являются высокая пластовая температура, солеотложения, коррозионная агрессивность и механические примеси. Мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия данных факторов и, как следствие, повышение эффективности эксплуатации скважин на месторождении X, установлены технологическим регламентом АО "Томскнефть"-ВНК.

В соответствии с указанным выше документом, методы борьбы с данными факторами делятся на три группы: предупреждающие, защитные и методы удаления. Коротко рассмотрим перечисленные осложняющие факторы и предписываемые методы борьбы с каждым из них.

1. Солеотложение - выпадение химического вещества (соль) в осадок из раствора. Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения неорганических солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Все попутно-добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации.

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО:

- CaCO_3 - карбонат кальция (кальцит).
- CaSO_4 - сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс, CaSO_4 –ангидрит).
- MgCO_3 - карбонат магния.
- NaCl - хлористый натрий (галит).
- BaSO_4 - сульфат бария (барит).
- SrSO_4 - сульфат стронция (целестин).
- FeS - сульфид железа.

Основные причины солеотложения:

- Смешивание вод разного состава несовместимых друг с другом или рост фактической концентрации осадкообразующих ионов в добываемой жидкости при растворении минералов горных пород.
- При перенасыщении вод в результате изменения «по сравнению с пластовыми условиями» давления и температуры, испарении воды, выделении газов.

Процесс усиливается для карбоната кальция (наиболее распространенный вид солеотложения) при снижении давления ниже давления насыщения нефти, а также при повышении температуры потока добываемой продукции, вызванной теплоотдачей работающего погружного оборудования.

Зоны отложения солей и влияние на эксплуатацию:

Зона 1. Призабойная зона скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона УЭЦН смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП, перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. Эксплуатационная колонна. Снижается внутренний диаметр ЭК, риск прихвата, механические повреждения оборудования при проведении спуско-подъемных операций.

Зона 3. Поверхность рабочих органов ГНО. Снижается КПД насоса, приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклиниванию и слому вала.

Зона 4. НКТ, наземные коммуникации. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1тн. Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти.

Методы борьбы с осложняющим фактором:

Для предотвращения отложения неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании применяют следующие способы:

- Технологические (применение вод совместимых с пластовыми, ограничение притока воды в добывающих скважинах, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д.).

- Физические (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости).

- Химические (различные варианты ингибирования, кислотные обработки и обработки растворителями).

- Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям.

Все данные способы делятся в свою очередь на предупреждающие методы, защитные методы и методы удаления солеотложений.

Методы предупреждения солеотложения:

- Подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, совместимых с пластовыми вод. Это исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей.

- Изменение ионного состава закачиваемой воды (удаление сульфат ионов из воды, закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды).

- Подбор режима работ скважин в диапазоне забойного давления и температуры (без риска солеотложения).

Методы удаления солеотложения:

- Периодические промывки ГНО Растворителем солеотложений (кислотными составами).

- Кислотные ванны для очистки НКТ и зоны перфорации.

- Применение инструментов КРС (скрепер, райбер и т.п.).

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми,

эффективными, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта. Желательно с предотвращением повторного отложения солей.

Описанные методы борьбы с солеотложениями применяются на месторождении Хв соответствии с Технологической инструкцией АО "Томскнефть"-ВНК "Проведение процессов удаления и предотвращения солеотложений на объектах добычи, подготовки и транспорта углеводородного сырья" №П1-01.05 ТИ-0007 ЮЛ-098.

Из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождении Х «Томскнефть» ВНК положительные результаты получены при применении ингибиторов ПАФ-13А и ВРКС, обладающих комплексным воздействием – борьба с АСПВ и солеотложением.

Так, после воздействия ингибитором ПАФ-13А на скважины Укуста удалось снизить негативный эффект от солеотложения по карбонату кальция в среднем примерно на 65%, что в конечном итоге привело к значительному увеличению МРП погружного оборудования.

2. Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств.

Коррозионная агрессивность пластовой жидкости характеризуется наличием и степенью влияния осложняющих факторов. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, скорости движения потока, минерализации воды и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде, наличия механических примесей.

Большое влияние на коррозионный процесс оказывают коррозионно-агрессивные газы сероводород, углекислый газ, кислород. При росте в пластовой жидкости содержания коррозионно-агрессивных газов (CO_2 , O_2 , H_2S) скорость коррозии увеличивается. Наличие бактериальной зараженности пластовой жидкости также способствует усилению коррозионных процессов.

Зоны коррозионных повреждений и их влияние на эксплуатацию:

Зона 1. Корпус ПЭД и гидрозащиты. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Коррозионный износ и разрушение рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик ЭЦН.

Зона 3. Поверхности НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичность НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти в результате появления свищей и порывов в арматуре или сборном коллекторе.

Методы борьбы с осложняющим фактором.

В настоящее время в нефтедобыче используются различные методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования:

- Технологические – мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды.
- Специальные методы – мероприятия по защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной активности.

Выбор методов защиты от коррозии осуществляется на основании технико-экономического сравнения различных вариантов, с учетом доступности материально-технических ресурсов.

Методы предупреждения коррозионной активности:

- Правильный выбор источника и организация подготовки водоснабжения для системы поддержания пластового давления (закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды, обескислороживание).
- Предупреждение смешивания различных типов вод – сероводородосодержащих с не содержащими сероводород в своем составе.
- Создание стабильных термодинамических условий работы оборудования.
- ОРЭ, ОРЗ.
- Использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти.

Методы защиты от коррозионной активности:

- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в различных растворителях в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в товарной форме в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в водных растворах.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины в товарной форме.

- Задавка ингибитора коррозии в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия).
- Капсулированный ингибитор коррозии, размещенный в зумпф скважины.
- Не управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии.
- Управляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии.
- НКТ с внутренним покрытием всей подвески.
- НКТ с внутренним покрытием 50% подвески + 50% НКТ без покрытия.
- НКТ с Хромом 100% вся подвеска(только для скважин с углекислотной коррозией).
- ПЭД с защитным антикоррозионным покрытием.
- УЭЦН в коррозионностойком исполнении.
- Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов).
- Электро-волновой излучатель.
- ВПК в составе УЭЦН.
- Протекторы для защиты резьбовых соединений НКТ.
- Внутрискважинные Протекторы из полимерных материалов для защита резьбовых соединений НКТ.
- Комплексная защита ГНО от коррозии (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин осложненных коррозией:

- Группа №1 от 0 до 100 м³/сут.
- Группа №2 от 101 до 250 м³/сут.

- Группа №3 от 251 до 500 м³/сут.
- Группа №4 от 501 до 1000 м³/сут.
- Группа №5 от 1001 м³/сут и более.

Градации осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

При подборе ингибитора коррозии необходимо руководствоваться Положением Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339.

Методы удаления коррозии

К методам удаления коррозии при эксплуатации УЭЦН будут относиться замена отказавшего или поврежденного коррозией узла погружного или наземного оборудования и внутрискважинный ремонт ЭК.

Из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК положительные результаты получены при применении ингибитора коррозии "Нефтехим ЗМ". В результате было получено снижение негативного эффекта от коррозии до 85%, а в некоторых случаях и до 92%, что привело в итоге к значительному увеличению межремонтного периода.

3. Механические примеси. Существует множество видов механических примесей, обнаруженных в ГНО и находящихся в подвижном или в уплотненном состоянии, все они имеют статус «несвязанные механические примеси». На скважинах, осложненных выносом механических примесей, в обязательном порядке производится отбор пробы механических примесей для лабораторных исследований на гравиметрический и качественный состав согласно Инструкции Компании

«Формирование базы данных по составу и свойствам механических примесей в продукции и отложениях нефтедобывающих скважин» №П101.05 И-0010.

Причины наличия механических примесей в ГЖС:

- разрушения горной породы в процессе эксплуатации скважины;
- выноса занесенных в скважину с поверхности механических примесей в результате проведения ГТМ и технологических операций на скважинах (частицы, вносимые в составе растворов глушения, проппант после проведения гидроразрыва пласта и др.);
- продукты коррозии в том числе гидроокислы железа;
- вынос растворимых и нерастворимых солей с пластовой водой.

Основными причинами негативного влияния механических примесей на процессы нефтедобычи являются износ и засорение элементов глубинного насосного оборудования нефтедобывающих скважин.

Интенсивность засорения определяется составом механических примесей, технологическим режимом работы скважины, характеристиками подземного оборудования и свойствами механических примесей.

По степени влияния механических примесей на ГНО разделяются на три основных блока:

- механические примеси, способствующие эрозионному износу ГНО (потеря металла, ускоренный износ оборудования);
- механические примеси способствующие частичному или полному засорению проходных сечений ГНО (клин, снижение подачи);
- механические примеси, способствующие частичному или полному заиливанию (налипанию на фильтрующих элементах ГНО).

Методы предупреждения выноса механических примесей:

- Крепление слабосцементированных пород пласта химическими связывающими реагентами.
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными в процессе химической реакции.
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными при операции ГРП.
- Скважинные фильтры (проволочные, щелевые, микропоровые), устанавливаемые во время бурения как элемент заканчивания скважин.
- Стационарные фильтры (Гравийные фильтры, либо другие типы фильтрующих элементов), расположенные в Эксплуатационной колонне, устанавливаемые при ТКРС.
- Задавка в пласт комплексонов (технология SQUEEZE) для предупреждения образования гидроокислов на ГНО.

Методы защиты от механических примесей:

- Насосный фильтр, устанавливаемый на ГНО (ФЭС, ФНТ, ЖНШ).
- Шламоуловитель.
- Сепаратор механических примесей для ГНО.
- Комплексная защита ГНО от механических примесей (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин осложненных механическими примесями:

- Группа №1 от 0 до 125 м³/сут.
- Группа №2 от 126 до 500 м³/сут.
- Группа №3 от 501 до 1000 м³/сут.
- Группа №4 от 1001 м³/сут и более.

Градация осложненного фонда по дебиту жидкости проводят для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты.

Методы удаления механических примесей:

- Подготовка скважины при ТКРС путем отчистки зумпфа.
- Доливы в затрубное пространство скважины водных растворов с химическими реагентами для промывки ГНО от механических примесей.
- Промывки ГНО технологической жидкостью для удаления механических примесей с ГНО.
- Кислотные обработки призабойной зоны пласта и ГНО для удаления заиливания и гидроокислов железа.

Достаточно эффективным методом борьбы с механическими примесями на месторождении X, исходя из опыта специалистов "Томскнефть" ВНК, является использование входного щелевого фильтра производства компании "Новомет". Данное технологическое решение показало значительное увеличение МРП оборудования скважин на данном месторождении (около 40%) в связи с его применимостью в условиях скважин с ГРП.

4. Пластовая температура – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние; формируется под действием теплового потока, направленного к поверхности из внутренних зон Земли. Пластовая температура играет существенную роль при определении свойств пластовой жидкости и является одним из факторов, существенно влияющих на степень извлечения запасов нефти и газа.

Пластовая температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотемпературных особенностей соответствующего участка земной коры. Известны температуры от близких к 0°C в газогидратных залежах и до

+200°C в глубоководных пластах.

Зоны влияния температуры на эксплуатацию:

Зона 1. Кабельная линия и удлинитель. Оплавление, прогар и отказ кабельной линии.

Зона 2. ПЭД. Перегрев, снижение сопротивления изоляции, разгерметизация гидрозащиты и отказ двигателя.

Высокая температура пласта не только негативно влияет на ЭПО, но и может интенсифицировать такие осложнения как коррозия и солеотложения. Поэтому при оценке негативного влияния высокой температуры необходимо учесть данные риски и в случае необходимости комплексно подойти к организации защиты. [13]

Методы защиты от влияния высокой температуры:

- Использование ГНО в термостойком исполнении согласно Методическим указаниям Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШГН, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005.

При организации защиты механизированного фонда от осложняющих факторов необходимо проводить градацию фонда по дебиту жидкости. Для скважин осложненных высокой температурой:

- Группа №1 от 0 до 100 м³/сут.
- Группа №2 от 101 до 250 м³/сут.
- Группа №3 от 251 до 600 м³/сут.
- Группа №4 от 601 м³/сут и более.

Зачастую для снижения негативного влияния высокой пластовой температуры достаточно эффективно применять УЭЦН в термостойком

исполнении, но в условиях эксплуатации скважин на месторождении X целесообразность данного технологического решения для конкретных скважин может проявляться не всегда. Поэтому в данном случае необходимо проводить градацию осложненного фонда по дебиту жидкости для качественного выбора технологий защиты и корректного проведения сравнительного анализа эффективности выбранных методов защиты. Так, для скважин, относящихся к 3 и 4 группе вышеуказанной градации применение термостойких УЭЦН может давать значительный экономический эффект, а для менее дебитных скважин зачастую будет экономически не рентабельным.

2.4.2 Конструктивные решения

Рациональность и корректность подбора оборудования во многом определяют эффективность дальнейшей эксплуатации скважины. При проведении данной процедуры необходимо действовать в соответствии с технологическим регламентом АО "Томскнефть"-ВНК (№ П1-01.05 ТР-0001 ЮЛ-098), а также учитывать условия эксплуатации той или иной скважины.

Подбор оборудования осуществляется перед каждым спуском УЭЦН в скважину. Для выполнения дизайна погружного оборудования необходимо в обязательном порядке применять специализированное п/о «ROSPUMP», входящий в ИС «Мехфонд».

Для создания энергоэффективного дизайна УЭЦН Общество должно предусмотреть организационную схему движения информации от момента отказа УЭЦН до момента заявки на новое оборудование, предполагающую безусловное использование специализированного п/о «ROSPUMP» для создания дизайна УЭЦН при каждом ремонте скважины (при его отсутствии в Обществе допускается использование аналогичного

п/о). Также необходимо организовать схему выбора подземного оборудования при проведении ТКРС таким образом, чтобы предлагаемая к монтажу УЭЦН являлась оптимальной с точки зрения экономики, энергоэффективности, фактических условий эксплуатации, имеющихся осложнений, реализации геологического потенциала.

Подбор УЭЦН для скважины включает следующие этапы:

- Сбор и анализ информации по истории эксплуатации и ремонтов скважины и причинах отказов оборудования.
- Проверка степени корректности исходных данных методом сравнения фактических и расчетных параметров работы оборудования.
- Определение потенциальной производительности скважины.
- Выбор максимально эффективного оборудования и глубины спуска с максимальной производительностью при учете факторов, осложняющих эксплуатацию.
- Проверка ограничений (энергетических, инфраструктурных), связанных с оборудованием.
- Проверка фактических параметров работы оборудования с расчетными после запуска и вывода на режим скважины.

Подбор УЭЦН в АО "Томскнефть"-ВНК производится согласно следующему порядку:

1. Технологическая и геологическая службы ЦДНГ определяют объем работ, который необходимо провести на данном этапе со скважиной на основании имеющейся информации о фактическом коэффициенте продуктивности, анализа причин предыдущих отказов и данных текущей эксплуатации. Объем работ и порядок их выполнения указывается в заказ-наряде на ремонт скважины и в недельном план-графике движения бригад ТКРС. Перечень обязательных работ при подготовке скважины к спуску

УЭЦН указан в приложении Технологического регламента Компании «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов» №П1-01.05 ТР-0001.

2. На основании полученных данных и скорректированного объема работ технолог ЦДНГ производит подбор компоновки и типоразмера УЭЦН для спуска в скважину. Подбор оборудования и расчет параметров эксплуатации с помощью специализированного п/о предполагает создание нескольких вариантов для каждой скважины в соответствии с принципами энергоэффективного дизайна УЭЦН.

В первом варианте создается дизайн УЭЦН в точности соответствующий фактически спущенному оборудованию, и по давлению на приеме насоса или динамическому уровню жидкости производится моделирование режима работы, предшествующего отказу УЭЦН. Рассчитанный в специализированном п/о дебит жидкости в первом варианте должен совпасть с дебитом, который получен с помощью фактических измерений в АГЗУ и принят за базовый. Базовый дебит жидкости должен быть определен одновременно с замером динамического уровня или давления на приеме, участвующими в расчете.

В обязательном порядке в специализированное п/о заносится полная информация по всем узлам УЭЦН:

- диаметр НКТ, глубина их спуска;
- типоразмер насоса, его напор, и производитель;
- наличие газосепаратора;
- типоразмер, производитель ПЭД;
- рабочая частота УЭЦН;
- тип кабеля по температуре, геометрии сечения, диаметру сечения жилы, производителю.

Во втором, третьем и т.д. вариантах создаются энергосберегающие дизайны, среди которых путем сравнения удельного энергопотребления по каждому из них, выбирается наиболее эффективный с учетом имеющегося в наличии оборудования. Отказ от оптимизации глубины спуска, диаметра лифта НКТ и сечения кабельной линии может быть вызван техническими ограничениями (например, внутренний диаметр или геометрия эксплуатационной колонны).

3. По скважинам с ГТМ, подбор оборудования производится на основании значения коэффициента продуктивности и прогноза темпа изменения его величины. Подбор УЭЦН необходимо осуществлять таким образом, чтобы обеспечить работу насоса в рабочей зоне РНХ на весь период эксплуатации с учетом изменения продуктивности скважины. Для расширения диапазона производительности УЭЦН, рекомендуется применять частотные преобразователи.

4. По скважинам ЧРФ в обязательном порядке производится детальный анализ причин всех предыдущих отказов УЭЦН за два скользящих года, с учетом заключений комиссии в рамках процесса «День качества». По форме, представленной в приложении Технологического регламента Компании «Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов» №П1-01.05 ТР-0001, составляются мероприятия по выводу скважины из ЧРФ, которые утверждаются начальником ОРМФ.

5. Ответственность за правильность подбора оборудования лежит на ведущем технологе ЦДНГ, в то время как ответственность за достоверность геологических параметров (коэффициент продуктивности на скважинах после ГТМ, пластовое давление, процент обводнения добываемого флюида) несет геологическая служба ЦДНГ.

6. В случае если при подборе оборудования выясняется отсутствие УЭЦН необходимого типоразмера или группы исполнения, решение принимает ведущий технолог ЦДНГ по согласованию с начальником ОРМФ или лицом, назначенным им ответственным за данное направление. При этом ведущий технолог ЦДНГ обязан организовать выполнение на специализированном п/о повторного дизайна УЭЦН, отличной от расчетной, с моделированием мероприятий, компенсирующих негативное влияние неоптимальных узлов УЭЦН (штуцирование, изменение частоты и пр.). Дизайн УЭЦН прикладывать в эксплуатационный паспорт, для дальнейшего анализа соответствия смонтированного оборудования расчетному при проведении «Дня качества». Начальник ОРМФ обязан организовать ежемесячный накопительный мониторинг линеек оборудования, которых не оказалось в наличии, но рекомендованных п/о «ROSPUMP» с целью последующей корректировки номенклатуры ОНВСС к закупке либо производственной программы, если применяется схема аренды ЭПО.

7. После проведения ремонта и вывода скважины на режим ведущий технолог ЦДНГ, совместно с ведущим геологом ЦДНГ сравнивают фактические данные работы ЭЦН не менее чем за 5 суток (дебит жидкости, динамический уровень или давление на приеме) с расчетными параметрами. В случае отклонения значения фактического дебита от расчетного более чем на 20%, определяется предполагаемая причина его отклонения. Производится перерасчет потенциала скважины. В случае если падение дебита не может быть объяснено уменьшением притока жидкости, производятся технологические операции для определения причин отклонения от режима работы и приведения режима к проектному (опрессовка лифта, промывка УЭЦН, оптимизация рабочего напряжения и частоты ПЭД, проверка АГЗУ и герметичности обратного клапана на устье и т.д.).

Основные принципы эффективного дизайна УЭЦН:

- Дизайн УЭЦН должен обеспечить достижение оптимального потенциала отбора жидкости со скважины.
- Делается несколько вариантов дизайна УЭЦН для выбора наиболее энергоэффективного.
- Применение оборудования с максимальным КПД.
- Проектирование работы ЭЦН в точке максимального КПД.
- Проектирование ПЭД таким образом, чтобы его загрузка была не менее 70% и не более 90%.
- Максимальное снижение потерь в кабеле путем оптимального увеличения его сечения и снижения глубины спуска оборудования.
- Выбор ПЭД с максимально возможным напряжением и минимальным током.
- Отказ в ряде случаев от использования газосепараторов (либо применение газосепараторов шнекового или вихревого типа) и обратных клапанов.

Основные методы, применяемые для снижения потребляемой мощности на стадии дизайна УЭЦН, приведены в таблице 10.

Таблица 10– Основные методы, применяемые для снижения потребляемой мощности на стадии дизайна УЭЦН

МЕТОД	СНИЖЕНИЕ, %
Увеличение КПД насоса за счет оптимизации рабочей точки	до 30
Увеличение КПД насоса за счет применение новейших конструкций ступеней	до 15
Снижение потерь в кабеле и гидравлических потерь за счет уменьшения глубины подвески	до 10
Снижение потерь в кабеле за счет увеличения сечения жил	до 10

Продолжение таблицы 10

Увеличение КПД ПЭД за счет увеличения его загрузки с 70 до 90%	1-3
Выбор ПЭД с максимально возможным напряжением и минимальным током	до 7
Отказ от применения без необходимости дополнительного оборудования (газосепараторы, шламоуловители, обратные клапана и т.д.)	0,5-3
Увеличение КПД ПЭД за счет применения 117 габарита вместо 103 или 130 габарита	до 4
Снижение гидравлических потерь за счет увеличения диаметра НКТ и устранение штуцера	до 20
Использование газосепараторов шнекового или вихревого типов вместо газосепараторов с центробежным барабаном.	1-2

Расчёт типоразмера УЭЦН производится таким образом, чтобы расчетная производительность и напор насоса обязательно находились в диапазоне, рекомендованном заводом-изготовителем для обеспечения максимального КПД насоса и оптимальных нагрузок на подшипники и пары трения (рис.14). При выполнении подбора насоса рекомендуется сделать несколько вариантов расчета и выбрать оптимальный для конкретных скважинных условий (рис.15).

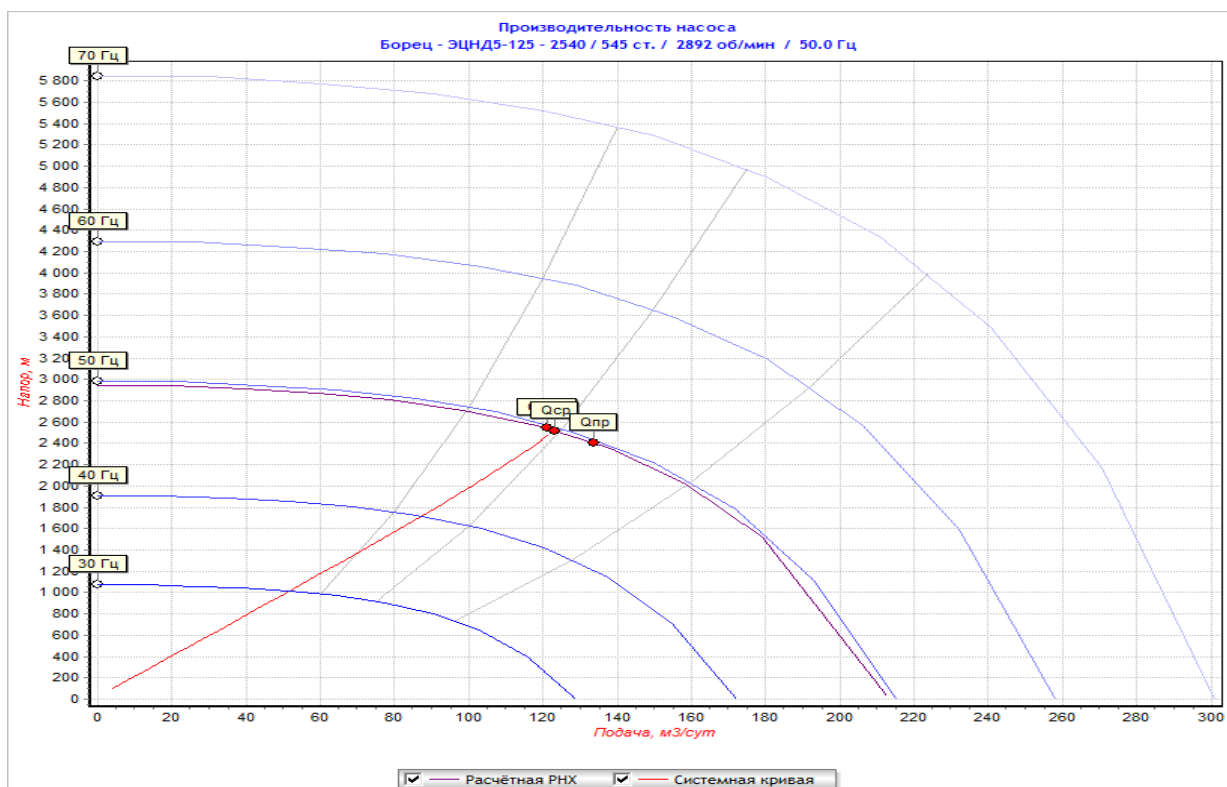


Рисунок 14 – Расчет рабочей точки ЭЦН

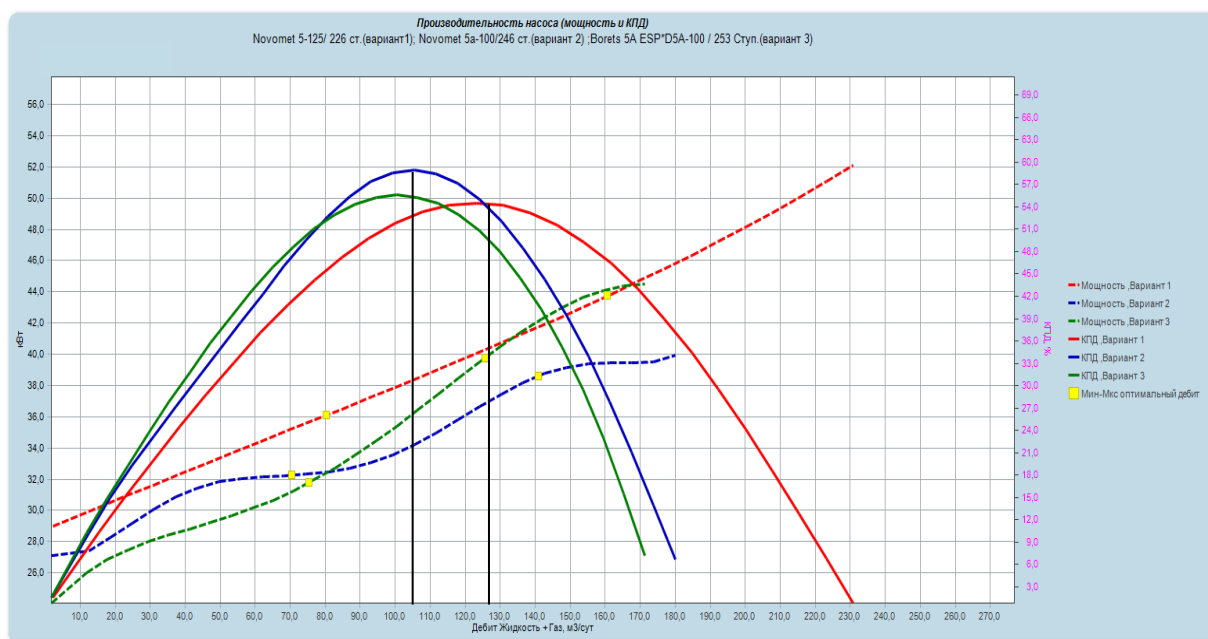


Рисунок 15–Выбор оптимального насоса из нескольких вариантов

Принципы подбора типоразмера УЭЦН:

1. С увеличением вязкости в рабочих ступенях насоса возрастают сопротивления потоку и потери энергии на вращение колеса в жидкости. Вследствие чего уменьшается подача, напор, КПД насоса и повышается потребляемая мощность. Зависимость напора, подачи и КПД насоса от вязкости откачиваемой жидкости учитывают с помощью специальных коэффициентов (деградации), подобранных опытным путем на основании данных предыдущей эксплуатации.
2. Производительность насоса и габаритные размеры УЭЦН должны быть подобраны таким образом, что бы обеспечить достаточную скорость движения охлаждающей жидкости. В случае если расчетная скорость охлаждающей жидкости окажется ниже минимально рекомендуемой, необходимо запланировать применение кожуха охлаждения ПЭД.
3. Расчетные величины пределов прочности валов секций насосов,

ПЭД и гидрозащиты не должны превышать паспортные значения. При превышении предела прочности вала, необходимо перейти к расчету на применение высокопрочных валов или сделать изменения в проекте (снизить рабочую частоту, уменьшить дебит жидкости, уменьшить число ступеней насоса).

4. Корпус насоса обязательно должен быть рассчитан на предел прочности на разрыв. При недостаточной величине прочности корпуса в стандартном исполнении, следует перейти к расчету корпуса повышенной прочности или уменьшить проектный дебит жидкости и соответственно гидростатическое давление в насосе.

5. При выборе типоразмера насоса, необходимо по возможности отдавать предпочтение насосам большего габаритного диаметра для увеличения проходных каналов.

Учёт влияния газа на выбор защитного устройства производят с учётом следующих принципов:

1. Расчетное содержание свободного газа в насосе необходимо определить, используя одну из рекомендуемых к применению специализированных п/о. При этом обязательно должна быть учтена естественная сепарация газа. Общее количество газа, поступающего в насос, может быть найдено следующим образом:

$$Q \text{ газа в насосе} = 1 - (1 - K_{\text{нат. сепар.}}) * (1 - K_{\text{эфф. сепар.}}) * q_{\text{г}}, \quad (9)$$

где Q газа в насосе – количество свободного газа поступающего в насос;
 $K_{\text{нат. сепар.}}$ – эффективность естественной сепарации в долях;
 $K_{\text{эфф. сепар.}}$ – эффективность применяемого газосепаратора, в долях; $q_{\text{г}}$ – общее количество свободного газа.

Примечание: общее количество свободного газа на уровне приема насоса зависит от давления насыщения и давления на приеме насоса.

Содержание свободного газа на входе в насос – содержание свободного газа в жидкости на уровне подвески насоса. Необходимо отличать его от содержания свободного газа в насосе. Содержание свободного газа в насосе всегда будет меньше, так часть газа сепарируется естественным путем, часть газа выводится в затрубное пространство скважины при работе газосепаратора. При применении секции подпора, возрастет давление на приеме насоса, содержание свободного газа снизится.

2.Проведенные исследования изменения эффективности газосепараторов различных типов при изменении частоты вращения, показали отсутствие четких зависимостей. При отсутствии данных об эффективности газосепаратора, планируемого к спуску в скважину, ее значение при расчетах для всех частот, следует принимать равной 50% как для 5, так и для 5А габарита.

3.Производители насосов дают ограничение по максимальному содержанию свободного газа на приеме насоса в зависимости от применяемого дополнительного оборудования в составе установки. В таблице 11 представлена сводная информация в зависимости от типа ступени насоса.

Таблица 11–Допустимая доля газа для различных комплектаций УЭЦН после учета естественной сепарации

Тип ступени	С входным модулем	Диспергатор	Газосепаратор	Газосепаратор-диспергатор
Радиальная	10-15%	15-25%	25-35%	35-45%
Диагональная	20-25%	25-55%	55-70%	70-80%

4. При планировании использования газосепараторов следует учитывать следующее:

- Газосепарирующие узлы необходимо использовать только в том случае, если при спуске установки на максимально возможную глубину, расчетное содержание газа в насосе после учета естественной сепарации газа, выше 5% для насосов с радиальным типом ступени и 10% для насосов с диагональным типом ступени. Многочисленные исследования, проведенные в России и за рубежом показали, что при газосодержании в насосе до 5%, напорная характеристика практически не ухудшается. Расчет содержания газа в насосе должен быть подтвержден дизайном УЭЦН в корпоративной ИС «Мехфонд», или на ином специализированном п/о при ее отсутствии.

- В случаях, когда в процессе эксплуатации, по каким-либо причинам после запуска может произойти снижение добычных возможностей скважины приводящее к увеличению содержания свободного газа на приеме насоса до значений указанных выше, (снижение коэффициента продуктивности или пластового давления после проведения ГТМ), необходимо комплектовать УЭЦН газосепаратором.

- Для снижения вероятности «полета» УЭЦН, необходимо по возможности ограничить применение газосепараторов роторного типа при большом выносе твердых абразивных частиц и проппанта. При повышенном выносе твердых абразивных частиц рекомендуется применение ступеней диспергаторов и мультифазных секций подпора ЭЦН или газосепараторов вихревого или шнекового типа (рис. 16).

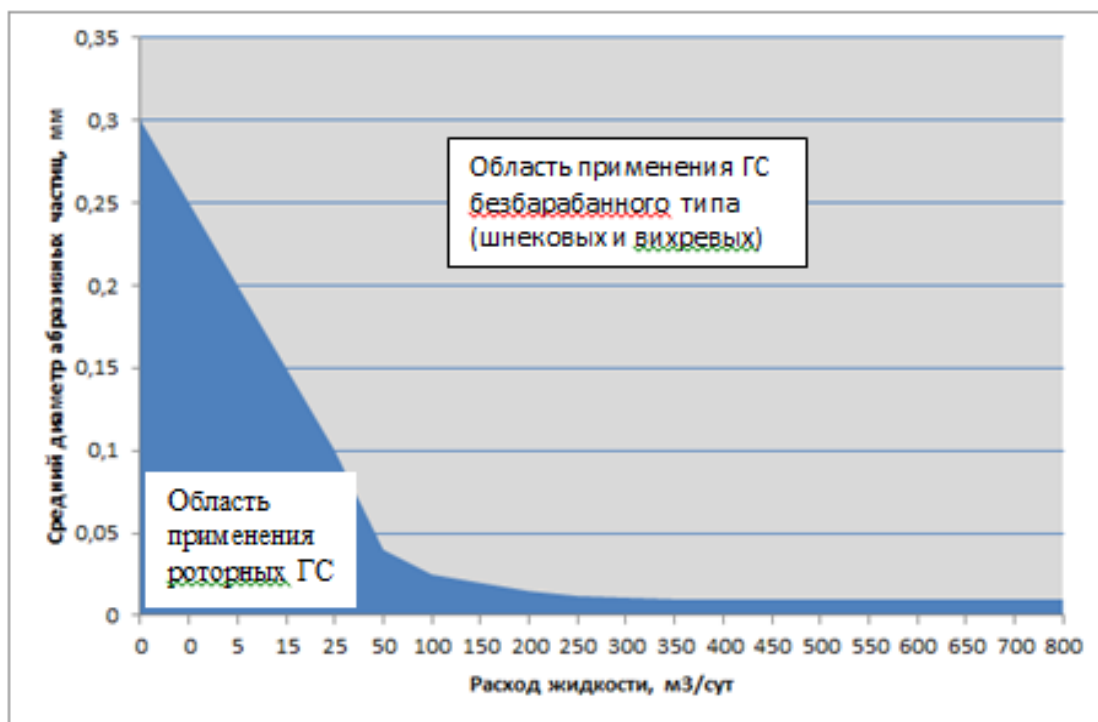


Рисунок 16 - Диаграмма выбора типа газосепаратора

■ Углекислый газ, находящийся в растворенном состоянии в добываемой жидкости, повышает уровень ее кислотности, и нейтрализует часть кристаллов карбонатных солей. Увеличение сепарации газа приводит к более интенсивному отложению солей. Это обстоятельство необходимо учитывать при планировании защиты ЭЦН от отложений солей.

■ При наличии замеров дебита газа по системе телемеханики ГЗУ или передвижной замерной установки, подбор оборудования производить применяя ГФ, исходя из прямого расчета, по формуле:

$$ГФ = Q_{г} / Q_{н}, [м^3/т] \quad (10)$$

■ Величина энергопотребления от применения газосепаратора роторного типа в зависимости от дебита скважины представлена в таблице 12. Дебит жидкости, м³/сут

Таблица 12 –Средняя потребляемая мощность газосепаратора в зависимости от дебита

Дебит жидкости, м ³ /сут	<100	100-250	250-500	>500
Потребляемая мощность, КВт	1,5-2,0	2,0-3,5	3,5-5,0	5,0-7,5

Общие рекомендации по выбору группы исполнения ЭЦН:

- Определение количества твердых абразивных частиц в добываемой жидкости является важным этапом выбора конструкции ЭЦН. К твердым частицам, вызывающим износ оборудования относятся частицы с твердостью 5 и более по шкале Мооса, в соответствии с Инструкцией Компании «Формирование базы данных по составу и свойствам механических примесей в продукции и отложениях нефтедобывающих скважин» №П1-01.05 И-0010. Точно определить величину проходящих через насос твердых абразивных частиц трудно, но можно использовать методы приближенной оценки.
- Для оптимизации подбора конструкции насоса и избежание, как необоснованного использования дорогостоящих конструкций насосов, так и насосов с низким ресурсом, рекомендуется проводить периодическое изучение количества и свойств выносимого песка для групп скважин, с одинаковыми геологическими условиями.
- При отсутствии исследований по конкретному месторождению, АІ выносимых частиц и количество твердых абразивных частиц следует принять по аналогичному пласту

соседнего месторождения.

- При выборе насоса необходимо учитывать, что с увеличением его диаметра, при прочих равных конструктивных условиях, увеличивается ширина проходных каналов, следовательно, возрастает надежность при откачке жидкости с большим количеством твердых частиц.
- Увеличение частоты вращения УЭЦН, увеличивает скорость износа, поэтому проектирование постоянного режима работы ЭЦН с частотой более 50 Гц при значительном выносе абразивных частиц нежелательно. Скорость износа пропорциональна кубу соотношения частот. Поэтому в особо тяжелых случаях рекомендуется проектировать режимы постоянной эксплуатации с частотами менее 50 Гц.
- При значительном выносе твердых частиц следует применять защитные приспособления для сепарации песка, например, десендеры или проводить мероприятия по ограничению выноса песка из призабойной зоны (установка гравийных фильтров, вскрытие горизонтальным стволом, крепление призабойной зоны и т.д.). Наибольшую опасность для насоса представляют частицы менее 0,25 мм, которые легко попадают в технологические зазоры и вызывают износ. Защитные устройства на прием насоса должны быть подобраны с учетом сепарации частиц менее 0,25 мм (десендеры).
- Для ограничения производительности оборудования во время запуска с целью уменьшения выноса абразивных частиц на скважинах после ГТМ следует применять частотные преобразователи, или метод штуцирования.

- При выборе конструкции насоса необходимо учесть вид износа предыдущего оборудования (радиальный, осевой, эрозионный).
- Необходимо избегать работы установки УЭЦН в режиме АПВ при выносе абразивных частиц их пласта. При использовании обратного клапана, абразивные вещества, содержащиеся в жидкости, во время отстоя УЭЦН будут оседать внутри насоса.

Для снижения затрат на подъем жидкости в НКТ отмечены два основных направления:

- Подбор оптимального диаметра к дебиту жидкости.
- Применение внутренних защитных покрытий с низким коэффициентом шероховатости.

Расчет потерь напора на гидравлическое трение в НКТ производится как для однородной ньютоновской жидкости по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta h = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (11)$$

где Δh - потери напора на гидравлическом сопротивлении, м.; λ -коэффициент гидравлического трения; V - средняя скорость течения жидкости, м/сек.; g — ускорение свободного падения, м/сек.²; L -длина трубы, м.; d -диаметр трубы, м.;

В свою очередь коэффициент гидравлического трения λ зависит от режима движения жидкости, относительной шероховатости стенки трубы и числа Рейнольдса. Проверив сходимость фактических данных со скважин с расчетными на специализированных п/о, а также в соответствии с тем, что рассчитываемые скважины работают во второй области турбулентного режима движения жидкости, определили, что наиболее корректно работает формула Альтшуля:

$$\lambda=0,1*(1,46 \frac{\varepsilon}{d}+\frac{100}{Re})^{0.25}, \quad (12)$$

где ε - Коэффициент шероховатости труб, м.; Re - число Рейнольдса,

Со временем на внутренних стенках труб образуется налет, что увеличивает их шероховатость. Поэтому со временем потери напора только увеличиваются. Для расчетов применен коэффициент шероховатости по правой границе диапазона новых стальных цельнотянутых труб $\varepsilon=0,00005$ м. Коэффициент шероховатости стальных труб после нескольких лет эксплуатации, битумизированных, умеренно корродированных $\varepsilon=0,00015$ - $0,0003$ м.

Диаметр НКТ выбирается исходя из планируемого дебита установки с учетом внутреннего диаметра эксплуатационной колонны и габарита погружного оборудования. Рост гидродинамических сопротивлений приводит к потере напора (табл.13).

Таблица 13–Потеря напора при подъеме жидкости на 100 м для различных типов НКТ

Дебит через насос, м ³ /сут	Потеря напора на 100 метров, м				
	НКТ 60 мм	НКТ ₁ 73 мм	НКТ ₂ 73 мм	НКТ 89 мм	НКТ 102 мм
80	3,4	1,6	1,2	0,5	0,2
120	7,0	3,2	2,6	1,0	0,5
160	11,7	5,4	4,3	1,6	0,8
180	14,4	6,7	5,3	2,0	1,0
200	17,5	8,1	6,4	2,4	1,2
250	26,1	12,1	9,6	3,6	1,7

Продолжение таблицы 13

280	32,0	14,9	11,7	4,4	2,1
320	40,7	18,9	14,9	5,6	2,7
400	60,8	28,3	22,3	8,4	4,0
540	104,4	48,5	38,3	14,5	6,9
640	141,7	65,9	51,9	19,7	9,4
820	221,4	103,0	81,1	30,7	14,6

Примечание: заштрихованными полями отмечено превышение допустимых потерь напора.

При правильном выборе диаметра НКТ потери напора не должны превышать 15 м на 100 м длины (15%). При дебите жидкости через насос более 820 м³/сут. применять НКТ с условным диаметром 102мм и выше. Определив экономические аспекты использования НКТ для добычи нефти, разработана рекомендация по определению диаметра НКТ в зависимости от дебита скважин и прочностных характеристик труб (табл.14).

Таблица 14–Таблица рекомендуемых диаметров НКТ в зависимости от дебита жидкости

$Q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	<130	130...450	>450
$D_{\text{НКТ внутр.}}$	0,050	0,062	0,076

Основные принципы подбора ПЭД:

1. Выбор мощности электродвигателя для установки осуществляется исходя из условия:

$$0,7 \leq N_{\text{нас+г/с+гз}}/N_{\text{ПЭД номинал}} \leq 0,9, \quad (13)$$

где $N_{\text{нас+г/с+гз}}$ — суммарная мощность, потребляемая насосом, газосепараторами, гидрозащитой; $N_{\text{ПЭД номинал}}$ — номинальная

мощность ПЭД, то есть загрузка выбранного ПЭД должна быть в пределах 70-90%.

2. Из имеющегося в наличии и подходящего под конкретные условия эксплуатации типоразмерного ряда двигателей необходимо выбрать ПЭД с максимально возможным напряжением и минимальным током.

3. Габарит ПЭД должен позволить монтаж УЭЦН в скважину в соответствии с требованиями Технологического регламента. При этом необходимо выбрать ПЭД в том габарите, который при прочих равных технических характеристиках обладает максимальным КПД.

4. При недостаточной скорости охлаждения ПЭД следует перейти на использование ПЭД большего диаметра или, если позволяет диаметр эксплуатационной обсадной колонны, применить кожух охлаждения. Минимально допустимые дебиты жидкости для различных типоразмеров ПЭД приведены в таблице 15.

5. Установка ЭЦН должна обеспечивать работу в режиме освоения в течение всего периода освоения скважины (иногда 10-15 суток) со среднесуточным дебитом не ниже минимального, показанного в таблице 15

Таблица 15—Алгоритм работы погружного электродвигателя при недостаточном притоке

Типоразмер ПЭД	Время контроля	Примечание
УЭЦН с ПЭД мощностью до 32 кВт. включительно	В течение 2-х часов работы + 1,5 часа охлаждения	Контроль производится до момента перевода УЭЦН на постоянной режим работы
УЭЦН с ПЭД мощностью более 32 кВт., до 45 кВт. включительно	В течение 1 часа работы + 1,5 часа охлаждения	
УЭЦН с ПЭД мощностью свыше 45 кВт.	В течение 0,5 часа работы + 1,5 часа охлаждения	

6. Выбор группы исполнения ПЭД производится на основании расчетного

температурного режима его работы согласно требованиям Методических указаний Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» №П1-01.05 М-0005 (первая группа для температуры пластовой жидкости до 120 градусов Цельсия, вторая - до 150, третья до 170).

7. Решение о применении ПЭД с защитным покрытием или с корпусом, изготовленным из нержавеющей стали, должно приниматься на основании статистических данных по коррозионным и эрозионным разрушениям.

8. Использование гидрозащиты лабиринтного типа ограничено зенитным углом в интервале подвески насоса 40 градусов. Это необходимо учитывать при подборе оборудования.

При подборе силового кабеля, необходимо руководствоваться следующими критериями:

- обеспечение достаточного зазора (не менее 8мм) между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и ЭЦН с удлинителем, НКТ (муфты НКТ) с кабелем;
- обеспечение работы с номинальными параметрами при расчетном рабочем токе и напряжении, то есть оптимальное сечение кабеля;
- обеспечение длительного срока работы при расчетной температуре при определенных скважинных условиях (давление, температура, газовый фактор, коррозионная среда);
- Оптимальное сечение жилы кабеля выбирается в зависимости от значений рабочего тока.
- Выбор материала изоляции кабеля, а также максимально допустимый ток в зависимости от температуры окружающей среды для длительной эксплуатации необходимо выбирать согласно требованиям

Методических указаний Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСН, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти" №П1-01.05М-0005.

- После выбора сечения кабеля необходимо произвести расчеты по допустимым зазорам(зазор общий, то есть равен сумме зазоров на сторону) для каждого критического сечения установки.

- Наружные размеры ПЭД, насоса и гидрозащиты должны учитывать и включать толщину специального покрытия (если таковое имеется).

- Минимально рекомендуемый зазор между оборудованием с удлинителем плоского кабеля и внутренней стенкой эксплуатационной колонны 8 мм. При уменьшении зазора резко возрастет вероятность повреждения удлинителя кабеля при спуске установки. В случае если при подборе оборудования расчетный зазор менее рекомендуемого, дальнейшее решение о монтаже оборудования принимает работник ОРМФ, ответственный за эксплуатацию механизированного фонда Общества.

- Для защиты удлинителя при малом зазоре необходимо предусмотреть применение протектолайзеров.

- В случае невозможности использования протектолайзеров необходимо рассмотреть возможность использования УЭЦН меньшего габаритного диаметра.

- При выборе кабеля необходимо учитывать его паспортное рабочее напряжение и конструктивное исполнение (плоский, круглый). Круглый кабель лучше использовать при достаточном зазоре между обсадной колонной и стенкой скважины. Плоский кабель должен использоваться при недостаточном зазоре между эксплуатационной колонной и стенкой НКТ. Плоский кабель не способен рассеивать тепло

также эффективно, как круглый, что приводит к потенциальному дисбалансу напряжения и сильному току.

- Необходимо выбрать типоразмер кабеля, способного работать при максимально длительном допустимом напряжении на устье скважины, которое равняется сумме напряжения клеммы электродвигателя и потерь в кабеле. Номинальное напряжение кабеля должно превышать максимальное расчетное напряжение на устье скважины для предупреждения отказа кабеля в результате всплесков напряжения. Всплески могут быть вызваны колебаниями в сетевом напряжении (неисправности сети или запуск другого оборудования), перебоем питания, ударом молнии или гармоническими колебаниями в ЧРП без фильтра.

- Величины длительно допустимого тока при различной температуре окружающей среды предоставляются заводом-изготовителем. Параметры должны быть не ниже, чем оговоренные в Методических указаниях Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» №П1-01.05 М-0005 для конкретной группы исполнения кабеля.

- Сращивание кабеля должно выполняться по технологии предлагаемой заводом-изготовителем в зависимости от материалов и конструктивных особенностей. При сращивании кабелей разновеликих сечений поперечный размер сродки контролируется по кабелю большего сечения.

- Длина удлинителя кабельной линии должна соответствовать общей длине компоновки УЭЦН для исключения попадания сродка удлинителя с термовставкой или основной длиной кабельной линии на корпус оборудования УЭЦН.

Спуск УЭЦН по возможности всегда следует производить в прямолинейный участок эксплуатационной колонны, не допуская прогиба

установки с учетом достижения целевого забойного давления.

Согласно Методическим указаниям Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШГН, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти» № П1-01.05 М-0005 все ЭЦН должны работать без снижения характеристик и повышенного износа узлов:

1. в зоне работы отклонения ствола скважины от вертикали до 60°. (по дополнительному требованию до 90°);
2. в зоне спуска ЭЦН(В) интенсивность набора кривизны до 2° на 10м;
3. в зоне работы ЭЦН(В) интенсивность набора кривизны до 0,25° на 20м.

При превышении данных показателей выбор габаритного диаметра и длины спускаемой установки, а также решение о необходимости использования протекторов и протектолайзеров кабеля, необходимо принимать индивидуально, на основе статистики повреждения кабеля и случаев разгерметизации ПЭД при спуске.

На практике необходимо стремиться спускать УЭЦН в точку с минимальным искривлением ствола скважины. Расчет нулевого изгиба установки в интервале спуска может быть выполнен с помощью рекомендованных специализированных п/оили по формуле:

$$\alpha = 2\arcsin(40*S/(4*S^2+L^2)), \quad (14)$$

где S – зазор между внутренним диаметром обсадной колонны и максимальным габаритом установки, м; L – длина установки, м.

При необходимости спуска установки в участок ствола скважины с зенитным углом более 60 градусов, необходимо в обязательном порядке выполнить следующее:

- провести расчеты по возможности безаварийного прохода установки в колонне до расчетной глубины спуска;

- ЭЦН, ПЭД и гидрозащита должны иметь конструкцию, допускающую эксплуатацию в горизонтальном положении.

В связи с выявленным преимуществом применения двух обратных клапанов в составе компоновки УЭЦН, снижающих риск негерметичности лифта НКТ в 2-6 раз при планировании компоновок спускаемого оборудования необходимо руководствоваться следующими параметрами:

- на периодическом фонде скважин УЭЦН планировать 2 обратных клапана;
- на фонде скважин с углом менее 45 град. - обратные клапана прямого + дифференциального воздействия;
- на фонде скважин с углом более 45 град. - 2 обратных клапана дифференциального воздействия;
- на скважинах ВНС и после ГТМ (ЗБС, ГРП) использовать в составе компоновки шламоуловитель с длиной трубы не менее 7 метров.

В случае если по скважине ожидается значительный вынос механических примесей, работа скважины с низким динамическим уровнем и при большом газовом факторе ($600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более), а так же, при спуске ЭЦН с пакером, без возможности вывода газа из-под пакерного пространства, допускается спускать УЭЦН без обратного клапана для возможности последующей промывки насоса через НКТ (данное решение принимает начальник ОРМФ, учитывая возможные осложнения при выводе скважины на режим). [8]

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при производстве операций по спуску УЭЦН

3.1 Производимые работы и время их выполнения

Нормы по времени производства операций по спуску УЭЦН определены согласно ЕНиР (единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы), а также ПРИЛОЖЕНИЮ 3 к Нормативам ОАО "Томскнефть" ВНК "Нормы времени и типовые наряд задания на капитальный (текущий) ремонт скважин" №П2-05.01 Н-0002 ЮЛ-098.

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника АПРС-40.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10ч.
2. Подъем оборудования из скважины 30ч.
3. Монтаж нового оборудования от 5ч.
4. Спуск смонтированного оборудования-36ч.

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03$ г/см³. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 т раствора, для доставки которого используется цистерна ЦР-10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж АПРС-4.
2. Демонтаж СУСГ.
3. Демонтаж фонтанной арматуры.
4. Подъем НКТ с помощью подъемника АПРС-40, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника АПРС-40.

Продолжительность работ 30ч. Работы ведутся в 2 смены.

Монтаж нового оборудования проводится силами монтажной бригады. Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевого арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кг*с/см^3 . После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа. Общее время перевода 81 час.

Согласно информации, приведённой выше, строится график Ганта:

Вид работ	Время							
	1 смена	2 смена	3 смена	4 смена	5 смена	6 смена	7 смена	8 смена
Подготовит. раб.								
Подъём оборуд.								
Монтаж нов. оборуд.								
Спуск смонтир. оборуд.								

Рисунок 17– график Ганта

3.2 Используемые машины и оборудование

Таблица 16 – используемые машины и оборудование и их балансовая стоимость

№ п/п	Наименование оборудования	Кол- во	Балансовая стоимость ед-цы оборудования, руб. (с НДС)
1	ЦА-320	1	4975000
2	АЦ-10	1	309700
3	АПРС-40	1	8900000
4	Приёмные мостки	1	95460
5	КМУ «Синегорец-210»	1	5500000
	Итого:		19780160

3.3 Расходы на амортизацию оборудования

Расчёт ведётся линейным способом согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы, представленной в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640 (коды ОКОФ: 330.28.1, 330.28.22.18, 330.28.92.1):

Таблица 17 – расходы на амортизацию оборудования

Оборудование	Амортизация год.	Амортизация факт.
ЦА-320	497500	576
АЦ-10	103233	120
АПРС-40	890000	8344
Приёмные мостки	19092	179
КМУ «Синегорец-210»	550000	509
Итого:		9728

$$A_1=4975000/10=497500\text{p/год или } 58 \text{ p/ч}$$

$$A_2=309700/3=103233\text{p/год или } 12 \text{ p/ч}$$

$$A_3=8900000/10=890000\text{p/год или } 103 \text{ p/ч}$$

$$A_4=95460/5=19092\text{p/год или } 2,2 \text{ p/ч}$$

$$A_5=5500000/10=550000\text{p/год или } 64 \text{ p/ч}$$

$$\Sigma A=2059825\text{p/год или p/ч } 239,2 \text{ p/ч}$$

3.4 Материалы и сырьё

Таблица 18 – расходы на материалы и сырьё

№ п/п	Наименование материала	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу материала	Общая стоимость материала в руб.
1	Раствор глушения	т	30	250	7500

3.5 Аренда оборудования

Компания АО "Томскнефть" ВНК получает установки электроцентробежных насосов, а также комплекс сервисных услуг по ним в рамках арендного соглашения с компанией "Новомет" (г.Пермь). Согласно данному соглашению аренда единицы УЭЦН (серийного производства) вместе с сервисным обслуживанием обходится компании АО "Томскнефть" ВНК порядка 12000 руб/сут.

3.6 Расчет заработной платы

При отсутствии необходимых данных в нормативных документах количество рабочих определяются по фактическим условиям эксплуатации. При расчёте суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда на заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость, в которой учитываются профессия работника, количество часов, затрачиваемое им на выполнение необходимых операций, часовая тарифная ставка, установленная в отношении каждого из работников согласно трудовому договору, а также районный коэффициент и северная надбавка. Данная ведомость представлена в таблице 19.

Таблица 19 – зарплатная ведомость

№ п/ п	Профессия	Коли- чество	Затраты времени, час	Часовая тарифная ставка, руб	Район- ныйкоэф-т	Северная надбавка	Сумма з/п, руб
1	Мастер ЦПРС	1	22	115,45	1,5	1,5	5714,8

Продолжение таблицы 19

2	Мастер ЦДНГ	1	3	117,95	1,5	1,5	796,2
3	Оператор ПРС	1	81	92,25	1,5	1,5	16813
4	Оператор глуш.	1	10	98,58	1,5	1,5	2218
5	ОператорДНГ	1	3	98,58	1,5	1,5	665,4
6	Стропальщик	1	8	84,56	1,5	1,5	1522
7	Электромон- тажник	1	6	94,92	1,5	1,5	1281,4
Итого:							29011
Доп. з/п (7,9%)							2292
Соц. отчисления (30,2%)							9454

Также при расчёте заработной платы необходимо учитывать затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве. Для расчёта затрат на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

3.7 Расчет суммарных затрат

Составляем таблицу 20, где учитываем все приведённые выше расходы:

Таблица 20 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
1. Основнаязаработнаяплата	29011
2. Дополнительнаязаработнаяплата	2292
3. Отчислениянасоц.нужды	9454
4. Материалы	7500
5. Оборудование	19780160
6. Амортизацияосновныхфондов	9728

Продолжение таблицы 20

7. Аренда	4320000
8. Прочие расходы (10% от всего)	2415815
Итого:	26573960

4 Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

На месторождении X в АО «Томскнефть» ВНК уделяется исключительно большое внимание экологическим аспектам и проблемам, возникающим при добыче нефти, соблюдению техники безопасности при проведении работ предотвращению разливов нефти и порывов трубопроводов. Ежегодно более 100 млн. руб. выделяется на рекультивацию нефтезагрязненных земель и мониторинг окружающей среды.

4.1 Производственная безопасность при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН

Производственная безопасность - это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность (риск) воздействия на работающих опасных производственных факторов до приемлемого уровня. Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса на месторождении X в таблице 21.

Таблица 21 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при УЭЦН.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин		Электрический ток	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
	Повышенный уровень запылённости и загазованности		ГОСТ 12.1.005-76
	Превышение уровня шума		ГОСТ 12.1.003-83
	Превышение уровня вибрации		ГОСТ 31191.1-2004
	Недостаточный уровень освещённости		СП 52.13330.2011

4.2 Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенный уровень запыленности и загазованности.

Площадка, как правило, засыпаются песком, чтобы исключить скользкие места в зимний период, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свищи, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании природных газов и поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК H_2S – 0,1 мг/м³ (ГОСТ 12.1.007-76.) Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро- и взрывоопасность объекта. Для борьбы с воздействием данного фактора необходимо применять средства защиты дыхательных путей СИЗОД (расператоры, лепестки). [22]

Превышение уровня шума.

Процесс добычи ископаемых связан с работой множества приводов и механизмов, которые издают различные шумы. Для снижения шума необходимо применять различные методы коллективной защиты:

1. Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
2. Рациональное размещение оборудования;
3. Борьба с шумом на путях его распространения, в том числе изменения направленности излучения шума;
4. Использование средств звукоизоляции, звукопоглощение и установка глушителей шума, в том числе акустическая обработка поверхностей помещения.

Таблица 22 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (СН 2.2.4/2.1.8.562-96)

Рабочие места	Уровень звукового давления, ДБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука Эквивалентные уровни звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятия	107	75	87	82	78	75	73	71	69	80

Борьба с шумом заключается в поглощение его источника. Для снижения механического шума необходимо смазывать трущиеся места механизмов, проводить своевременный ремонт оборудования, применять балансировку вращающихся частей. Снижения шума в электрических машинах путем изменения их конструкции.

Превышение уровня вибрации.

Одним из важных аспектов в работе оборудования является его вибрация в результате не отбалансированных его узлов, элементов или особенности конструкции. В целом вибрация сказывается разрушающим

характером для него. Для борьбы с вибрацией оборудования к их элементам конструкции применяют материалы поглощающие вибрацию, в частности специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для поглощения общей вибрации оборудования использовать виброгасящие фундаменты. [20]

Пониженный уровень освещенности.

В процессе работы на персонал влияет фактор пониженного уровня освещенности рабочего места. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию, кроме того вызывать утомление всего организма в целом. Освещение должно обеспечивать работу без напряжения зрения. На площадках используется естественное, совмещенное и искусственное освещение. Для освещения помещений применяется газоразрядные лампы низкого и высокого давления – люминесцентные, натриевые, металлогенные, дуговые ртутные лампы. Освещение делятся на рабочее, аварийное, охранное. Рабочее включает в себя стационарное, местное, ремонтное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру производственной площадки. Ремонтное освещение необходимо запитать от источника пониженного напряжения 12- 42 В. При выполнении точных работ, следует использовать переносные светильники.

Согласно СП 52.13330.2011 для рабочей зоны объекта добычи нефти устанавливается норма средней горизонтальной освещённости в 75 лк. [21]

4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Опасность для персонала представляет движение механизмов и узлов оборудования. Для предотвращения травматизма необходимо проводить инструктажи по ТБ. Определить маршруты безопасного прохода персонала

к рабочим местам, используя соответствующие информационных таблички. Механизмы, выполняющие движущие либо вращающие функции должны быть обеспечены защитными кожухами, если не возможна установка их, выполняется ограждение опасного механизма. [15]

Электрический ток.

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования УЭЦН обычно находятся на расстоянии друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно, и вероятность несчастного случая. Электрический ток, протекая через тело человека, производит термическое, механическое, электролитическое, биологическое действие.

К электротравмам относят электрический удар, при котором происходит сокращение различных мышц, что приводит к судорогам, нарушению сердечной деятельности и остановке дыхания. Остановка сердца связана с фибрилляцией – хаотичное сокращении сердечной мышцы.

Таблица 23 – Предельно допустимые уровни (ПДУ) напряжений прикосновения и сила тока по ГОСТ 12.1.038 – 82

Род и частота тока	Нормируемая величина	ПДУ при t,с.	
		0,01-0,08	Свыше 1
Переменный	УД	650В	36В
	ИД	-	6мА
Постоянный	УД	650В	40В
	ИД	-	15мА

Для защиты персонала от возможного поражения током необходимо, чтоб работы, связанные с монтажом (демонтаж) погружного агрегата УЦЭН и его обслуживание допускаются электротехнический персонал, знающих схемы подключения, прошедших обучения, стажировку, а так же проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности. Работы выполнять в СИЗ (диэлектрических перчатках). [16]

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

В процессе работы все трубопроводы находятся под давлением. Для замера и контроля за давлением должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечивать возможность снижения давления в затрубном пространстве, а так же закачку жидкости для глушения скважины. Персонал в течении смены должен производить контроль за работой оборудования в частности и за давлением в трубопроводах, с помощью показаний манометров и заносить в журнал установленной формы. Проверять герметичность фланцевых соединений, кроме того, проверяют правильность настройки регуляторов давления и предохранительных устройств (предохранительные запорные клапаны, клапаны блокировки, сбросные и отсекательные клапаны). [17]

4.4 Экологическая безопасность при обслуживании скважин с УЭЦН

Долгосрочная политика компании в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред.

Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях Компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду.

Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрируют нефтепереработчики Компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов. Расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Компанией ведется целенаправленная политика по реконструкции и строительству новых автозаправочных комплексов, нефтебаз. Вводимые объекты отвечают мировому уровню, снабжены сложной системой механической очистки нефтепродуктов, имеют надежную экологическую защиту.

Вопросами охраны окружающей среды в АО "Томскнефть" ВНК придается большое значение. При разработке и эксплуатации месторождения X, в процессе технологических мероприятий, происходит выделение вредных веществ. К таким объектам относятся: циркуляционная система, блок приготовления буровых растворов, дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа, факел, емкости горюче смазочных материалов, шламовые амбары и др.

К выделяемым вредным веществам относят: углеводороды, пыль (глина, барит), окислы азота, окись углерода. В качестве мероприятий по охране атмосферного воздуха на производстве приняты следующие меры:

- установка факелов для сжигания газа;
- нейтрализация или обезвреживание выхлопных газов;
- организованный сбор и максимальная утилизация попутного газа при освоении эксплуатационных скважин;
- применение герметичных и закрытых емкостей для хранения нефти и ГСМ;
- применение технических средств и технологических процессов, предотвращающих возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов.

4.4 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов.

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды-отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- не герметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,
- дожимные насосные установки,
- нефтесборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,
- промысловые газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается в первые несколько лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу добычи нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Сернистый ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК- 10 мг/м^3 . Токсичность резко возрастает при

одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ.

Оксись углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3 , для населенных мест- $3,0 \text{ мг/м}^3$. Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Оксись азота NO- бесцветный газ, быстро окисляется до NO₂- двуокиси азота. NO- кровавой яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота NO₂ вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест- $0,085 \text{ мг/м}^3$. Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации $0,005\text{-}0,010 \text{ мг/м}^3$. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина- $5,0 \text{ мг/м}^3$.

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Сажа - обладает хорошей летучестью, долго держится в воздухе, образует устойчивое облако в местах выделения (ПДК- $0,15 \text{ мг/м}^3$). Содержит в своем составе канцерогенные 3, 4- бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов.

На территории месторождения находится котельная центрального товарного парка. При ее работе в атмосферу выбрасываются окись углерода, окислы азота и сернистый газ. Определение валовых выбросов и максимумов приземных концентраций этих ингредиентов было выполнено инструментальным методом лабораторией охраны окружающей среды АО «Томскнефть» ВНК.

Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу на ЭВМ показал, что котельные, работающие на газе, являются экологически безопасными объектами. Выбросы от котельных можно принять за величину ПДВ (предельно- допустимые выбросы).

Нефтяные резервуары являются основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу. Поэтому при эксплуатации нефтяных резервуаров оказывается особое внимание вопросам предупреждения любых возможных выбросов и, следовательно, проводятся мероприятия по их герметизации, а также регулярные проверки изношенности данного оборудования.

4. 5 Источники загрязнения водоемов и почв

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями почв и водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли. К основным узлам промышленного оборудования, являющимися источниками загрязнения, относятся следующие:

1. Устья скважин и прискважинные участки (аварийный разлив нефти возможен при нарушении герметичности в устьевой арматуре, при

проведении работ по освоению скважин, подземному и капитальному ремонту).

2. Мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок(утечки нефти и ее разлив возможны при переливах через верх мерников, очистке мерников и трапов от грязи и парафина).

3. Сборные резервуарные парки (разлив нефти может происходить при спуске сточных вод из резервуаров, при переливе нефти через верх резервуаров).

4. Неплотности или разрыв промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводов (возможны попадания нефти и пластовых вод на природные объекты).

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Буровые отходы, кроме большого количества механических примесей, содержат значительное количество различных химических реагентов и добавок (нефть, гипан, КМЦ- 600, сульфанол, ГКЖ- 10, ТПФН и др.). Для многих компонентов бурового раствора ПДК не определены. Буровые сточные воды (БСВ), скапливаемые в отстойнонакопительных котлованах, загрязнены диспергированной глиной, смазочными маслами,

нефтью, химическими реагентами, выбуренной породой, минеральными солями.

Содержание механических примесей в БСВ достигает 1,2 г/л, pH колеблется в диапазоне от 7,7 до 10, содержание растворенных и эмульгированных нефтепродуктов достигает 200 мг/л, бихроматная окисляемость- 600 мгО₂/л, а минерализация- 2,6 г/л.

Высокоминерализованные пластовые воды, поступающие в горизонты пресных вод за счет межпластовых перетоков, а также на поверхность в случае негерметичности обсадных колонн скважин, извлекаемые при испытаниях скважин на приток жидкости- относятся к опасным загрязнителям, вызывающим засоление подземных и поверхностных вод и земель. Степень минерализации пластовых вод изменяется в пределах от 0,1 до 400 г/л.

4. 6 Влияние нефтедобычи на водные объекты, почву и растительность

Протока Пасол, протекающая по центральной пойме р.Оби принимает воды притоков более низкого порядка, собирает все загрязнения поверхностных вод района и переносит их в р. Обь. По данным многолетних наблюдений отмечено увеличение к устью пр. Пасол:

1. содержание Cl^- от 8,4 мг/л (выше Советского месторождения) до 17,7 мг/л (ниже ЦТП) в теплый период и соответственно от 10,6 до 31,9 мг/л, в зимний;
2. содержание аммония NH_4 повсеместно превышает ПДК в 2-10 раз (0,5-1,3 мг/л) увеличиваясь к устью до 3,0 мг/л, что свидетельствует об органическом загрязнении;

3. химическое потребление кислорода (ХПК) изменяется по течению пр. Пасол от 40 до 70 мг/л в теплый период и от 50 до 80 мг/л, в холодный;
4. количество растворенного кислорода уменьшается по течению на 1 мг/л; возрастает амплитуда колебаний растворенных солей и в устье сухой остаток иногда достигает 2000 мг/л;
5. содержание нефтепродуктов увеличивается по течению от 0,08-0,09 до 0,31- 0,35 мг/л (1,5-7 ПДК).

Результаты анализов речной воды показывают, что в осенне-зимний период наблюдается превышение ПДК по всем рассмотренным показателям и дефицит кислорода.

В период половодья при снижении содержания NH_4 , Fe, ХПК, сохраняется превышение их ПДК в 2- 10 раз, а КВЧ увеличивается до 240 ПДК. КВЧ способствуют заиливанию водоемов и окисляясь, приводят к дефициту кислорода.

Река Обь относится к рыбохозяйственному водоему, ПДК нефтепродуктов составляет 0,05 мг/л, концентрации 2,5- 5,0 мг/л расцениваются как опасные. В концентрациях выше 0,025 мг/л нефть оказывает действие на физико-химические свойства воды, которое выражается в возрастании окисляемости. Нефть в концентрации 5-10 ПДК вызывает асинхронность развития и гибель части эмбрионов осетровых, сиговых рыб, приводит к нарушению нормального физиологического развития личинок. Уменьшается видовое разнообразие и численность планктонных организмов. Опасность нефтяного загрязнения усугубляется способностью всех гидробионтов в разной степени накапливать нефть, включать ее компоненты в состав тканей, которые передаются по биологической цепи, конечным звеном которой является человек.

Густая сеть лежневых дорог и трасс трубопроводов приводит к нарушению естественной системы стока болотных вод.

При рубке леса основная часть древесины находится в виде древесно-земельных завалов, это захламляет территорию, ухудшает санитарное состояние и повышает пожарную опасность.

Восстановление растительного покрова на насыпных грунтах буровых площадок протекает замедленно, 30 % покрытия почвы обеспечивается на 4-5 год.

Глубина просачивания нефти зависит от гранулометрического состава почв. Почвы с легким механическим составом (супесь, пески) пропитываются на глубину до 70 см, с тяжелым механическим составом (суглинки, глины)- до 45 см.

На торфяно-болотных почвах она проникает на глубину 20-30 см и, в основном, растекается в горизонтальном направлении. В местах скопления нефти с глубины 12-15 см отмечается накопление нефти в виде битума.

Исследованиями почв, загрязненных нефтью, выполненными с 1986 года Томским НИИ биологии и биофизики (район ДНС-1, 11, 9, 6 Советского месторождения) установлено, что при этом происходит склеивание структурных отдельностей, создаются анаэробные условия, нарушается окислительно-восстановительный потенциал, теряется способность впитывать и удерживать влагу.

Резко увеличивается содержание углерода (за счет углерода нефти), что приводит к ухудшению азотного режима почв, уменьшается содержание нитритного азота, подвижного фосфора и обменного кальция, необходимых для жизнедеятельности организмов. Это отрицательно влияет на интенсивность микробиологических и биохимических процессов самоочищения почвы.

К общей особенности этих почв относятся резкое падение гумуса и уменьшение до 5-10 % (от общего углерода почвы) наиболее ценных гуминовых кислот, в незагрязненных почвах степень гумификации (до 18 %) органического вещества.

Загрязнением подземных вод считается ухудшение их естественных свойств, физико-химических и биологических показателей в результате технологического воздействия на них в размерах, превышающих способность среды к самоочищению, что делает эту воду частично или полностью непригодной для использования. При этом в пресных и подземных водах увеличивается минерализация, повышается содержание ряда компонентов (хлоридов сульфатов кальция, железа и т.п.), появляются несвойственные им вещества и микроорганизмы, изменяются температура, рН, органолептические свойства и другие показатели качества воды.

При некачественной проверке скважин, их ликвидации нередко отмечается нарушение естественной обстановки в зоне активного водообмена пресных и минеральных вод. Загрязнение происходит при поглощении промывочной жидкости, нефтяных ваннах, затрубных межкомплексных перетоках, аварийного фонтанирования.

Фильтрация из наземных сооружений вблизи скважин буровых промывочных растворов, промстоков, химреагентов, а также разливы и инфильтрация загрязняющих веществ поверхности земли.

При фильтрации нефти и нефтепродуктов с поверхности земли загрязняются прежде всего грунтовые воды. Нефть протекает в почвенный слой, встречаясь с зеркалом подземных вод, она активно растекается по горизонтам. При фильтрации всего 1 м³ нефти, площадь участка с нефтяным загрязнением поверхностного слоя грунтовых вод превышает 5000 м².

К числу опасных, значительных по масштабам загрязнений пресных и минеральных вод относится “скрытое” загрязнение геолого-гидрологической среды вследствие перетоков из глубоких горизонтов высокоминерализованных вод. Процесс может длиться многие годы после некачественной проводки или ликвидации скважин.

Это приводит к нарушению химического состава и уровня режима пресных подземных вод, что особенно выражено в зоне расположения нагнетательных скважин.

Основные загрязняющие вещества, формирующие техногенные потоки - нефть, нефтепродукты, газовые смеси, пластовые высокоминерализованные воды, реагенты буровых растворов. В состав последних входят: неорганические кислоты и соли, в том числе соединения тяжелых металлов, ПАВ, фенолы, нефтепродукты и т.п.

Можно выделить следующие типы загрязнения подземных вод:

1. Химическое загрязнение проявляется в увеличении общей минерализации вод против фоновой, в росте концентраций отдельных макро- и микроэлементов, в появлении несвойственных им минеральных и органических соединений.

2. Углеводородное (нефтяное) загрязнение, являющееся разновидностью химического, оказывает существенное негативное воздействие на геолого-гидрологическую среду вследствие высокой токсичности и миграционной способности отдельных компонентов нефти. Опасность нефтяного загрязнения для качества подземных вод увеличивается вследствие весьма ограниченных возможностей их самоочищения.

3. Тепловое загрязнение выражается в увеличении против фоновой температуры подземных вод.

4.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде (ГОСТ Р22.0.05-94).

Помещения и наружные установки в зависимости от способности к образованию взрывоопасных смесей или возгоранию находящихся в них материалов и веществ делятся на взрывоопасные и пожароопасные.

Установку электроцентробежного насоса отнесем к категории «Б» по следующему критерию: В аварийной ситуации на работающем оборудовании могут выделяться взрывопожароопасные пары нефти и газа.

На месте эксплуатации УЭЦН учитывая климатические условия можно спрогнозировать виды ЧС:

а) природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- сильные морозы (ниже -40°C);
- метели и снежные заносы.

б) техногенного характера:

- пожары;
- разлива нефти;
- отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, резкое сокращение потоков сырья через печи, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;
- отказ регуляторов на печах, аппаратах, повышение давления на выкиде насосов;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- низкая производственная дисциплина;
- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, при выполнении погрузочно – разгрузочных работ;
- несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий.

Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Создание поражающих факторов для людей (а также техники, промышленной инфраструктуры, экологии или финансового положения предприятия) возможно при реализации запасенных на объекте, в данном случае ДНС, энергии и веществ.

На рабочем месте оператора УЭЦН должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- Переносные огнетушители.
- Асбестовая ткань (войлок, кошму).
- Ящики для песка.
- Бочки для хранения воды.

Мероприятия по повышению устойчивости работы предприятий в ЧС.

Повышение устойчивости предприятий к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения ряда мероприятий:

а) обваловка емкостей с горючими и химически опасными веществами в расчете на удержание полного объема хранящихся в них жидкостей;

б) покрытия огнезащитной краской или обмазкой деревянных конструкций; оснащения средствами пожаротушения в соответствии с нормами

в) обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, своевременный и регулярный инструктаж по пожарной безопасности;

г) укомплектование инструментов запасными частями.

4.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

1. устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
2. предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах крайнего Севера.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены методы, направленные на повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин.

В результате проведенного анализа, были выявлены мероприятия, применимые в условиях месторождения X, а также изучен опыт их практического применения на месторождении X.

Опираясь на данные анализа можно отметить, что на эффективность эксплуатации скважин на месторождении X наибольший негативный эффект оказывают: геологические факторы (а именно, высокая пластовая температура, солеотложения, коррозия и механические примеси) и технологические факторы (обусловленные конструкцией скважин или УЭЦН).

В отношении технологических факторов можно сделать вывод о том, что подбор и установка оборудования скважин должны осуществляться исключительно в соответствии с технологическим регламентом "Томскнефть"-ВНК (№ П1-01.05 ТР-001 ЮЛ-098), при этом необходимо брать в расчёт условия эксплуатации конкретной скважины.

Что касается геологических факторов, то исходя из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождении X можно сделать следующие выводы:

1. Для снижения негативного влияния солеотложений, достаточно эффективным оказалось применение ингибитора ПАФ-13Ф (снижение негативного эффекта от солеотложения по карбонату кальция в среднем примерно на 65%, значительное увеличение МРП)

2. Для снижения негативного влияния коррозии достаточно эффективным оказалось применение ингибитора коррозии "Нефтехим ЗМ" (снижение негативного эффекта от коррозии до 85%, а в некоторых случаях и до 92%)

3. Достаточно эффективным методом борьбы с механическими примесями является использование входного щелевого фильтра производства компании "Новомет" (значительное увеличение МРП в связи с применимостью данного фильтра в условиях скважин с ГРП)

4. Для снижения негативного влияния высокой пластовой температуры достаточно эффективно применять УЭЦН в термостойком исполнении, но в условиях эксплуатации скважин на месторождении X целесообразность данного технологического решения для конкретных скважин может проявляться не всегда.

Использование перечисленных выше методов на месторождении X в дальнейшем рекомендуется продолжить на новых скважинах с целью дальнейшего повышения эффективности эксплуатации скважин.

Для выполнения экономической части, была составлена сметная оценка операций по спуску установки электроцентробежного насоса. По результатам расчета можно сделать вывод о примерном порядке стоимости данной операции и при наличии определённых данных проанализировать экономическую целесообразность спуска установок в энергоэффективном исполнении по сравнению с использованием серийных установок.

Также был проведен анализ социальной ответственности на месторождении. Были описаны основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на кустовой площадке изучаемого месторождения, и предложены меры по снижению вредного воздействия.

Список литературы

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта.– М.: Недра, 1982.-312с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.– М.: Недра, 1990.-427с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.– М.: Нефть и газ, 2003.- 816с.
4. Гиматудинов Ш.К., Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.–М.: Альянс, 2016.-302с.
5. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами под ред. Л.С. Каплан, 1994
6. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в осложненных условиях// Нефтяное хозяйство, 2002 -№4.- с.62-64
7. В.Н. Иванов, Ю. В. Левин. Основные задачи развития и совершенствования установок электроприводных центробежных насосов // УКАНГ, 2004- №1 стр. 33
8. Технологический регламент АО «Томскнефть»-ВНК. Запуск вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № П1-01.05 ТР-0001 ЮЛ-098, 2017. - 127с.
9. Дополнение к технологической схеме разработки Первомайского месторождения. Томск, 2014г.
- 10.Каталог продукции Novomet. Пермь, 2016.
- 11.Технологический режим нефтяного фонда ЦДНГ-8 АО «Томскнефть". Стрежевой, 2018.
- 12.Авторский надзор за разработкой месторождений АО "Томскнефть"- ВНК за 2011 год. Томск, 2012г.

13. Технологический регламент АО "Томскнефть"-ВНК. Процесс добычи нефти и газа на месторождениях ЦДНГ-8 № П5-04 ТР....ЮЛ-098, 2014.-86с.
14. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ - Системы стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.019-79 - Системы стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
17. СНиП21-01-02-85- Строительные нормы и правила. Противопожарные нормы.
18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ - Системы стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.003-83-Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 31191.1-2004-Межгосударственный стандарт. Вибрация и удар. Измерение общей вибрации и оценка её воздействия на человека
21. СП 52.13330.2011-Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
22. ГОСТ12.1.005-76 -Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические нормы к воздуху рабочей зоны.